

UNIVERSIDADE TÉCNICA DE LISBOA
INSTITUTO SUPERIOR DE ECONOMIA E GESTÃO

MESTRADO EM ECONOMIA E POLÍTICA DA ENERGIA E DO AMBIENTE

**O IMPACTO DOS CRÉDITOS DE CARBONO NA RENTABILIDADE DA
CO-GERAÇÃO SUCROALCOOLEIRA BRASILEIRA**

GUILHERME DE AZEVEDO DANTAS

ORIENTAÇÃO: Doutor Álvaro Gonçalves Martins Monteiro
Doutor Nivalde José de Castro

JÚRI:

PRESIDENTE: Doutor Álvaro Gonçalves Martins Monteiro, Professor
Catedrático do Instituto Superior de Economia e Gestão da Universidade Técnica
de Lisboa (orientador);

VOGAIS: Doutor Rui Manuel Estanco Junqueira Lopes, Professor Catedrático do
Departamento de Economia da Universidade de Évora;

Doutor Nivalde José de Castro, Professor Adjunto do Instituto de Economia da
Universidade Federal do Rio de Janeiro (co-orientador);

Doutor Manuel Francisco Pacheco Coelho, Professor Auxiliar do Instituto
Superior de Economia e Gestão da Universidade Técnica de Lisboa.

JANEIRO 2008

O IMPACTO DOS CRÉDITOS DE CARBONO NA RENTABILIDADE DA CO-GERAÇÃO SUCROALCOOLEIRA BRASILEIRA

Guilherme de Azevedo Dantas

Orientadores: Doutor Álvaro Gonçalves Martins Monteiro

Doutor Nivalde José de Castro

Provas Concluídas em:

RESUMO

A compatibilização entre a expansão da oferta mundial de energia e a necessidade de mitigar o aquecimento global é complexa. O aumento da eficiência energética e uma maior utilização de fontes renováveis de energia são os dois principais meios de se atenuar o conflito supracitado. Embora a matriz energética brasileira tenha uma participação de fontes renováveis de energia muito superior à média mundial, o potencial de utilização de fontes renováveis no Brasil é muito promissor dada as condições de oferta de insumos energéticos renováveis. Entre estes, a electricidade gerada a partir da biomassa da cana-de-açúcar é um grande exemplo deste potencial promissor ainda não utilizado. A bioelectricidade sucroalcooleira é compatível com os objectivos de segurança energética e mitigação do aquecimento global. Entretanto, o sector sucroalcooleiro tradicionalmente tem optado por preterir investimentos em tecnologias capazes de maximizarem a geração de energia eléctrica.

Os principais entraves tradicionais a bioelectricidade sucroalcooleira vem sendo minimizados e a estrutura do sector eléctrico e a conjuntura energética actual são propícias à inserção da bioelectricidade na matriz eléctrica brasileira. Porém, muitos agentes do sector permanecem receosos em efectuarem investimentos em plantas capazes de gerarem elevados montantes de energia eléctrica devido à remuneração da bioelectricidade sucroalcooleira não incluir suas externalidades positivas. Esta dissertação tem o objectivo de analisar como os créditos de carbono podem funcionar

como uma remuneração prémio à bioelectricidade pelas suas externalidades ambientais positivas incentivando a muitos agentes do sector sucroalcooleiro vencerem a inércia em que se encontram e realizarem investimentos na geração de excedentes comercializáveis de electricidade.

Palavras-chave: demanda e oferta de energia, aquecimento global, créditos de carbono, co-geração, bioelectricidade, sector sucroalcooleiro

ABSTRACT

It is complex the dilemma of compatibility between the expansion of global energy supply and the necessity of reducing the global warming. The increasing of energetic efficiency and the higher utilization of renewable sources of energy are the two main ways to solve the dilemma. Although the Brazilian energy matrix has a much higher contribution of renewable sources than the global average, the potential of further increasing is still very promising giving the supply of renewable energy inputs. Among these, the electricity generated throw the biomass from the sugar cane is a great example of an input with a promissory and underused potential. The *sucroalcooleira* bioelectricity is compatible with the goals of energetic security and of reducing global warming. However, the *sucroalcooleiro* sector is choosing to invest in technologies that maximize electric generation.

The main traditional obstacles to the *sucroalcooleira* bioelectricity are being minimized and the structure of the energetic sector and the current energetic reality are favorable for the insertion of bioelectricity in Brazilian matrix of electricity. However many players in the sector remain afraid to make investments in plants capable of generating large amounts of electricity due to the fact that the remuneration of *sucroalcooleira* bioelectricity does not include its positive externalities. This thesis has the objective of analyze how the carbon credits can function as a pay award on bioelectricity for their positive environmental externalities encouraging many players in the sector to overcome the inertia in which they are conducting investment in his generation of marketable surplus of electricity.

Key words: Energy demand and supply, global warming, carbon credits, cogeneration, bioelectricity, *sucroalcooleiro* sector

AGRADECIMENTOS

Dentre o grande número de pessoas que contribuíram para que eu chegasse até aqui, gostaria de fazer um agradecimento especial às seguintes pessoas:

Meus pais Carlos Alberto e Mónica, por todo o apoio ao longo de minha vida.

Raimundo e a Dora, pela acolhida e orientação no momento de maior dificuldade em Portugal.

Minha família residente em Portugal, meu tio Argílio, minha tia Vanda e meu primo Argilinho.

Emmanuel Macedo por ter me sugerido ir cursar o Mestrado de Economia e Política da Energia e do Ambiente no ISEG.

Professores Álvaro Gonçalves Martins Monteiro e Nivalde José de Castro, orientadores desta dissertação pelo apoio, dedicação, observações relevantes, profissionalismo ao longo do meu trabalho de pesquisa.

Todo o corpo docente do Instituto de Economia/UFRJ, pelo contributo na minha formação como economista e como cidadão, em especial ao Prof. Jaques Kerstenetzky, meu orientador na graduação e ao Prof. Hélder Queiroz por ter despertado meu interesse pela área de energia.

Arthur Joia pelas inúmeras discussões sobre economia, energia e meio ambiente, as quais foram de grande relevância na formulação deste trabalho.

Fernando Goldman, engenheiro de Furnas, pela extrema atenção demonstrada ao longo dos emails trocados, os quais foram muito relevantes para a formulação desta dissertação.

Zilmar Souza, director da Energias do Brasil, pelos relevantes dados prestados referentes à co-geração sucroalcooleira.

Cláudia do Valle Costa pela cordialidade nas respostas às minhas questões.

José Roberto Martins Ferreira da empresa Dedini, pelas importantes informações fornecidas durante a cordial entrevista concedida pelo mesmo que foi fundamental para a conclusão da dissertação.

André Miranda por ter elucidado minhas dúvidas na parte da análise do investimento.

Gustavo e Marlene pela ajuda em um momento muito difícil ao chegar em Lisboa.

Paulo Faveret do BNDES pela atenção prestada e relevâncias das informações concedidas.

Funcionários, colegas e corpo docente do ISEG por todo o apoio ao longo do curso.

ÍNDICE

1. INTRODUÇÃO.....	12
2. A “ INSEGURANÇA” ENERGÉTICA.....	18
2.1. A Vulnerabilidade Energética Mundial.....	20
2.1.1. A Segurança Energética Permeada de Incertezas no Século XXI.....	23
2.2.2. O Consumo Excessivo de Energia Danificando o Meio Ambiente.....	26
2.1.3. A Necessidade de Políticas Alternativas.....	28
2.2. As Alterações Climáticas.....	30
2.2.1. O Efeito Estufa e o Ciclo do Carbono.....	30
2.2.2. A Influência Antrópica nas Alterações Climáticas.....	33
2.2.3. Os Impactos do Aquecimento Global.....	36
2.3- A Resposta Institucional à Mudança do Clima.....	38
2.3.1. A Conferência Rio 92.....	41
2.3.2. As Conferências das Partes (COP) e o Protocolo de Quioto.....	42
2.3.3. O Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL).....	47
2.4. Conclusão.....	51
3. A IMPORTÂNCIA BIOELECTRICIDADE.....	53
3.1. Características Particulares do Sector Eléctrico.....	55
3.2. O Novo Paradigma do Sector Eléctrico.....	59
3.3. A Matriz Energética Brasileira.....	62
3.4. Evolução Institucional do Sector Eléctrico Brasileiro.....	67
3.5. A Co-Geração Sucroalcooleira.....	73
3.5.1. O Sector Sucroalcooleiro Brasileiro.....	73
3.5.2. O Potencial da Co-Geração Sucroalcooleira.....	81
3.5.3 – Os Obstáculos à Geração de Electricidade no Sector Sucroalcooleiro.....	85
4. OS CRÉDITOS DE CARBONO E A INTERNALIZAÇÃO DAS EXTERNALIDADES AMBIENTAIS POSITIVAS.....	94
4.1. Os Créditos de Carbono.....	94

4.1.1. Mercado Mundial de Carbono.....	95
4.1.2. Os Créditos de Carbono Sucroalcooleiros.....	98
4.2. A Rendibilidade da Co-Geração Sucroalcooleira e as RCE.....	101
4.3. A Avaliação Económica da Comercialização da Bioelectricidade Sucroalcooleira.....	102
 5. CONCLUSÃO.....	 111
 6. REFERÊNCIAS.....	 114

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Possíveis Impactos da Mudança do Clima ao Longo do Século XXI.....	37
Tabela 2 – Países do Anexo B e os Compromissos de Redução com Base em 1990....	43
Tabela 3 – Ciclo do Projecto MDL.....	51
Tabela 4 – Evolução da Matriz Energética Brasileira em % (1940-2005).....	64
Tabela 5 – Ganhos de Eficiência na Co-Geração da Usina Cresciumal.....	84
Tabela 6 – Contratação no PROINFA 1.....	88
Tabela.7 – TIR nos Diferentes Cenários.....	108
Tabela.8 – VPL nos Diferentes Cenários.....	108

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Aumento da Demanda por Energia Primária: 1970-2030.....	21
Gráfico 2 – Crescimento da Demanda por Carvão: 195-2005.....	22
Gráfico 3 – Consumo Mundial de Energia: 1980-2030.....	23
Gráfico 4 – Países da OECD X Países em Desenvolvimento.....	24
Gráfico 5 – Crescimento da Oferta Mundial de Petróleo: 2004-2030.....	25
Gráfico 6 – Emissões de CO ₂ por Tipo de Combustível Fóssil: 1990-2030.....	27
Gráfico 7 – Emissões de CO ₂ por Região.....	28
Gráfico 8 – Redução de Emissões de CO ₂ com Políticas Alternativas.....	29
Gráfico 9 – Mudança na Temperatura, Nível do Mar e Cobertura de Neve no Hemisfério Norte: 1850-2000.....	34
Gráfico10 – Tamanho Ótimo das Usinas Termoelétricas.....	59
Gráfico 11 – Evolução do Sector Eléctrico.....	61
Gráfico 12 – Comparação entre as Estruturas da Oferta Interna de Energia.....	63
Gráfico 13 – Oferta Interna de Energia do Brasil em 2006.....	65
Gráfico 14 – Emissões de CO ₂ por tep, 2003.....	65
Gráfico15 – Matriz de Oferta de Energia Eléctrica Brasileira em 2006 (em TWh)....	66
Gráfico16 – Produção Mundial de Açúcar – 2005.....	77
Gráfico17 – Produção Mundial de Álcool – 2005.....	77
Gráfico18 – Evolução da Produtividade Sucroalcooleira Brasileira.....	78
Gráfico19 – Mix entre a Produção de Açúcar e a Produção de Álcool (1965-2013)– Dados estimados a partir da safra 06/07	79
Gráfico.20 – Evolução das Exportações Brasileiras de Álcool (em mil litros).....	80
Gráfico 21 – TIR em Função da Tarifa de Energia Eléctrica	110

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Escalas Temporais do Ciclo do Carbono.....	32
Figura 2 – Monopólio Integrado Verticalmente.....	57
Figura 3 – Novo Modelo do Sector Eléctrico.....	58
Figura 4 – Ganhos de Eficiência com a Co-geração.....	62
Figura.5 – Estrutura do Novo Modelo de 2004.....	71
Figura.6 – Ambientes de Contratação no Novo Modelo.....	72
Figura 7 – Utilização dos Subprodutos da Indústria Sucroalcooleira.....	81
Figura 8 – Planta de Referência nas Estimativas do Potencial de Co-Geração.....	83

1 – INTRODUÇÃO

O consumo mundial de energia apresenta um considerável aumento no início do século XXI e a projecção do consumo de energia até 2030 indica a manutenção de taxas elevadas de crescimento da demanda de energia (IEA, 2006). Tal aumento da demanda de energia é em sua maior parte oriunda dos países em vias de desenvolvimento, os quais possuem economias em um ciclo expansionista neste início de século e estima-se que estas economias irão permanecer crescendo nas próximas décadas. Estes países ainda possuem um reduzido consumo *per-capita* de energia comparado ao consumo dos países desenvolvidos. Logo, o potencial do crescimento do consumo de energia dos países em vias de desenvolvimento é de enorme dimensão. As elevadas taxas de crescimento de demanda de energia projectada para os próximos anos traz a questão da segurança do suprimento de volta ao centro da agenda energética. O sinal mais nítido de ameaça a segurança da oferta de energia é dado pelos actuais níveis do barril do petróleo acima dos US\$ 80,00.

Ao mesmo tempo em que ocorre o expressivo aumento do consumo de energia, o mundo se depara com a constatação que o desenvolvimento sócio-económico dos últimos duzentos e cinquenta anos, essencialmente dos países desenvolvidos, causou alterações climáticas graves e que necessitam ser combatidas porque a manutenção do actual padrão de consumo capitalista irá trazer consequências nefastas ao ecossistema terrestre impossibilitando que se promova o desenvolvimento sustentável ao longo do século XXI (NAE, 2005a). Cabe frisar que a manutenção do padrão actual de consumo capitalista associada a necessidade de redução das desigualdades inter-regionais resultaria em um impacto global sobre o clima muito superior ao verificado desde a Revolução Industrial.

O sector energético é o maior responsável pelas alterações climáticas por ser o maior emissor de gases do efeito estufa. Desta forma, o aumento projectado para o consumo de energia irá agravar de maneira relevante o problema do aquecimento global por ter como base recursos energéticos fósseis. Logo, o atrito inerente a necessidade de compatibilizar a segurança do suprimento com protecção do meio ambiente apresenta-se

de maneira nítida na actual agenda energética mundial. A necessidade de mitigar o aquecimento global necessariamente irá limitar a expansão da oferta de energia possibilitando que ocorra uma crise energética em escala global ao longo do século XXI. Dentre os instrumentos capazes de atenuarem este conflito, a utilização de processos de geração de energia mais eficientes e o aumento da participação de fontes renováveis de energia na matriz energética mundial são fundamentais, sendo que o último pode ser conflitante com o objectivo de ofertar energia a preços competitivos.

Os problemas ambientais passaram a constar nas discussões internacionais a partir de meados do século XX quando os danos ambientais causados pela acção antrópica começaram a se tornar evidentes. Devido à sua amplitude global, as alterações climáticas são o impacto ambiental que merece maior atenção e por isso foi criada uma resposta institucional específica com o intuito de mitigar o aquecimento global. As negociações internacionais resultaram na elaboração do Protocolo de Quioto, pelo qual os países desenvolvidos e as economias em transição para economia de mercado assumiram o compromisso de redução de 5,2% de suas emissões de gases do efeito estufa em relação a 1990 (COSTA, 2004). O Protocolo de Quioto criou mecanismos de mercado que auxiliam os países com compromissos de redução a cumprirem suas metas com o menor custo possível. A utilização dos mecanismos de flexibilização no cumprimento das metas de redução é extremamente favorável a promoção de fontes renováveis de energia porque ao internalizar suas externalidades ambientais positivas as tornam competitivas com as fontes fósseis de energia.

O Brasil possui uma situação energética bastante privilegiada quando comparada ao resto do mundo, tanto em termos de abundância de recursos como pelo carácter “limpo” de sua matriz energética que apresenta o expressivo percentual de 44,9% de fontes renováveis de energia enquanto que a média mundial é de apenas 13,2% (MME, 2007). Esta elevada participação de fontes renováveis de energia na matriz brasileira se deve a utilização em larga escala da hidroelectricidade e da utilização do álcool como combustível a partir de meados da década de 70. Contudo, a biomassa que gera o álcool combustível possui um imenso potencial energético que ainda não é utilizado em sua plenitude pelo Brasil. A geração de bioelectricidade, sobretudo a bioelectricidade

sucroalcooleira, apresenta uma grande oportunidade de geração de energia limpa ainda pouco explorada.

O sector sucroalcooleiro tem importância histórica na economia brasileira. A peculiaridade do sector em termos energéticos é sua auto-suficiência através da utilização do bagaço como combustível suprimindo quase a totalidade da demanda de energia térmica, mecânica e eléctrica das unidades produtoras do sector. Porém, a geração efectiva de energia eléctrica do sector está muito aquém do seu potencial. Desta forma, investimentos em tecnologias mais eficientes podem gerar significativos montantes de energia eléctrica excedente a ser comercializada (SOUZA, 2003). A opção histórica do sector por tecnologias de baixa eficiência justifica-se pela necessidade de maximizar a queima do bagaço, o maior dejecto da agroindústria brasileira e por muito tempo visto como indesejável.

A estrutura actual do sector eléctrico é bastante favorável a inserção da bioelectricidade na matriz eléctrica brasileira. Ao longo do século XX a indústria eléctrica se expandiu com base no paradigma da geração centralizada e estruturada sob a forma de monopólios integrados verticalmente com o intuito de minimizar os custos de transacção e explorar ao máximo as economias de escala. Porém, tal modelo entrou em crise a partir dos anos 80 quando as ineficiências geradas no modelo vigente passaram a superar as economias de escala. Associa-se a tal crise a evolução tecnológica que reduziu a escala mínima eficiente da geração de energia eléctrica reduzindo a importância das economias de escala. A necessidade de implementação de um novo modelo resultou em uma onda de reformas liberalizantes pelo mundo a partir dos anos 80. A liberalização da indústria eléctrica aliada ao novo paradigma do sector eléctrico, onde a escala perdeu importância e a geração distribuída torna-se cada vez mais importante, criou condições favoráveis a inserção da bioelectricidade na matriz eléctrica brasileira.

Além da estrutura propícia a inserção da bioelectricidade na matriz eléctrica brasileira, a conjuntura energética actual é extremamente favorável a bioelectricidade. A necessidade de mitigação do aquecimento global requer investimentos em fontes

renováveis de energia. Apesar de não ter metas a cumprir no âmbito do Protocolo de Quioto, o Brasil possui um imenso potencial de geração de energia renovável e a obtenção de créditos de carbono pode tornar viáveis financeiramente muitos projectos em fontes de energia renovável, entre os quais, a bioelectricidade sucroalcooleira. Por outro lado, a bioelectricidade sucroalcooleira se adequa ao objectivo de garantia da segurança do suprimento porque a mesma é fonte de geração distribuída e é complementar a geração hídrica aumentando a segurança do sistema. Por fim, é preciso ressaltar que o açúcar e principalmente o álcool estão em um ciclo expansivo, o qual se projecta que irá ser mantido nos próximos anos garantindo uma grande oferta de bagaço.

Os principais tradicionais entraves a geração de excedentes de energia eléctrica a serem comercializados por parte do sector sucroalcooleiro são: a profusão de instituições e regulamentações que geram incertezas em relação ao cumprimento do contrato de venda de energia eléctrica; a não incorporação no preço do MWh gerado pelo sector sucroalcooleiro de suas externalidades positivas; a existência de usos alternativos para o bagaço e a palha e a falta de liquidez no mercado de créditos de carbono (SOUZA e AZEVEDO, 2006a). Porém, tais obstáculos não apresentam maior relevância actualmente porque o actual mercado regulatório do sector eléctrico brasileiro é favorável a inserção da bioelectricidade, a possibilidade de utilização da palha e das pontas gera uma oferta de biomassa que torna questionável a afirmação que o custo de oportunidade do bagaço é um entrave aos investimentos em tecnologias capazes de produzirem uma maior quantidade de energia eléctrica excedente e a liquidez do mercado de créditos de carbono vem crescendo de forma exponencial.

Apesar da minimização dos tradicionais obstáculos a investimentos em tecnologias mais eficientes de geração de excedentes de energia eléctrica comercializáveis por parte do sector sucroalcooleiro, muitos agentes do sector sucroalcooleiro continuam tendo uma atitude conservadora, optando por manter plantas ineficientes em detrimento a realizarem investimentos em plantas mais eficientes. A justificativa mais plausível para a inércia do sector é o facto da energia eléctrica sucroalcooleira ainda não ser remunerada de forma justa, ou seja, seu preço ainda não

internaliza suas externalidades. Contudo, os créditos de carbono podem actuar como um remuneração prêmio que internalize os benefícios ambientais da bioelectricidade a tornando atractiva para os agentes do sector, os quais estão acostumados com as altas taxas de rentabilidade do sector e não estão dispostos a correrem riscos em uma actividade que não faz parte do seu *core business*.

O objectivo do presente trabalho é mostrar o impacto que os créditos de carbono podem ter na rentabilidade de investimentos em tecnologias capazes de maximizarem a geração de energia eléctrica excedente a ser comercializada pelo sector sucroalcooleiro.

O capítulo 2 apresenta as projecções de demanda energética para 2030 e os riscos da segurança energética inerentes a manutenção de uma matriz energética baseada em combustíveis fósseis. Em seguida, é descrita a problemática das alterações climáticas e a necessidade imediata de mitigar o aquecimento global, a qual ao restringir a expansão da oferta aumenta os riscos da segurança energética. Por fim, é relatada a evolução histórica da discussão institucional sobre os impactos ambientais e como o Protocolo de Quioto pode promover investimentos em fontes renováveis de energia.

O capítulo 3 busca retratar a situação energética brasileira, mais especificamente a relevância do sector sucroalcooleiro e como a bioelectricidade canavieira pode ser inserida em escala relevante na matriz eléctrica brasileira. O capítulo se inicia uma discussão referente às particularidades do sector eléctrico e o modelo vigente do mesmo ao longo do século XX. O capítulo prossegue analisando o novo modelo do sector eléctrico que emergiu a partir dos anos 80 e o novo paradigma do sector eléctrico, o qual foi fundamental para a implementação das reformas liberalizantes. Logo após, se tem uma breve descrição da matriz eléctrica brasileira. A seguir, é feita uma análise do novo modelo organizacional do sector eléctrico brasileiro, sendo descrito o actual marco regulatório da indústria eléctrica brasileira.

A segunda parte do capítulo se refere ao sector sucroalcooleiro brasileiro. Inicialmente é feita uma contextualização da importância do sector sucroalcooleiro na economia brasileira e das projecções para o sector nas próximas décadas. Tal

contextualização é seguida de uma estimativa do potencial de geração de excedentes de energia eléctrica e os motivos pelos quais historicamente os agentes dos sectores assumem uma atitude conservadora no que se refere a promoção de investimentos em tecnologias mais eficientes.

O capítulo 4 se inicia com uma descrição do mercado de carbono e a participação que o Brasil pode vir a ter. Além disso, é efectuada uma estimativa da quantidade de créditos de carbono que pode ser obtida pela bioelectricidade sucroalcooleira. Por fim, são realizadas simulações de investimento em tecnologias mais eficientes de geração de energia eléctrica diferenciando o cenário onde não existe a comercialização de créditos de carbono dos cenários onde se considera esta comercialização com o intuito de mostrar o impacto que os créditos de carbono podem ter na rentabilidade da energia eléctrica produzida a partir da biomassa canavieira.

2 - A “INSEGURANÇA” ENERGÉTICA DO SÉCULO XXI

Os objectivos de uma política energética eficaz são a segurança energética, a eficiência económica e a compatibilidade com o meio ambiente. Contudo, tais objectivos são conflitantes, pois os instrumentos utilizados para se atingir um objectivo costumam ter impactos negativos sobre os outros objectivos. Embora as políticas energéticas a partir da década de 90 tenham como um dos seus objectivos essenciais o aumento da eficiência económica do sector através de reformas liberalizantes que procuram aumentar a concorrência, por motivos de simplificação teórica irá se abstrair esta interface da política energética, pois no presente trabalho o foco analítico é o conflito entre as interfaces de segurança energética e sustentabilidade ambiental.

O início do século XXI apresenta grandes incertezas referentes à segurança energética para próximas décadas e preocupações ambientais relevantes devido à mudança do clima e suas consequências. Logo, as metas ambientais e de segurança estão presentes de forma prioritária na agenda dos formuladores de política energética. No entanto, o conflito entre as mesmas coloca a possibilidade de uma crise energética ao longo do século XXI como algo bastante plausível no cenário actual.

A sociedade moderna nunca se deparou com um conflito tão latente entre segurança energética e o meio ambiente como o presente, porque o aumento exponencial do consumo de energia nos países em vias de desenvolvimento resulta em um aumento da demanda mundial de energia, o que por si só já gera dúvidas quanto à segurança da oferta. Contudo, este aumento da demanda mundial de energia ocorre em um momento onde existem poucas dúvidas sobre a influência antrópica no aquecimento global e a necessidade imediata de se reduzir as emissões de gases do efeito estufa.

O “despertar” das economias em vias de desenvolvimento associado ao crescimento demográfico significativo em alguns destes países está resultando em um grande aumento da demanda por energia, dado o ainda muito reduzido consumo de energia *per-capita* dos países do Sul. Conforme o IEA (2006), a demanda mundial de

energia crescerá de forma significativa até 2030. Desta forma, é necessário um aumento da oferta mundial de energia de forma a garantir o suprimento adequado desta demanda.

Este crescimento da demanda de energia nos países em vias de desenvolvimento está aumentando de forma considerável as emissões de gases do efeito estufa (GEE), dada a utilização de tecnologias mais intensivas em carbono. Este aumento das emissões de GEE atrita-se com a necessidade da adopção de políticas de mitigação das alterações climáticas. A estrutura institucional vigente para impedir que a influência antrópica cause mudança do clima em uma grande dimensão irá limitar a possibilidade da expansão da oferta de energia. Portanto, garantir uma oferta de energia que atenda a demanda crescente ao longo do século dentro de uma estrutura institucional construída com o objectivo de limitar a emissão dos GEE é um desafio sem precedentes ao qual todos os formuladores de política energética estão deparados.

É importante se ter a ciência que as alterações climáticas são um problema global, entretanto, os países possuem responsabilidades diferentes. O aquecimento global actual é responsabilidade dos países desenvolvidos, os quais emitiram grandes quantidades de GEE nos últimos duzentos e cinquenta anos. Os países em vias de desenvolvimento não podem ter seu desenvolvimento sócio-económico limitado pela questão ambiental. Estes países não podem ser obrigados a utilizarem um padrão energético baseado em fontes renováveis de energia, o qual possui um custo muito superior a utilização de recursos energéticos fósseis, em detrimento a utilizarem suas reservas de insumos energéticos fósseis. A justificativa para as assertivas anteriores é o facto de não ser justo nem correcto o desenvolvimento dos países em vias de desenvolvimento ser limitado pelos impactos ambientais resultantes do padrão de consumo dos países desenvolvidos.

O aquecimento global deve ser combatido de forma veemente sem limitar o desenvolvimento sócio económico dos países do Sul. Embora esta equalização possa parecer complexa, a mesma torna-se simples no caso dos países desenvolvidos assumirem sua culpa no actual aquecimento global e financiarem o diferencial de custo que os países do Sul terão em adoptar fontes renováveis de energia invés de utilizarem o paradigma de energia fóssil no qual os países do Norte se desenvolveram.

2.1- A Vulnerabilidade Energética Mundial

O desenvolvimento sócio económico requer uma oferta estável e segura de energia com preços acessíveis. Contudo, a relevância da questão energética é colocada em segundo plano em períodos de calma como as duas últimas décadas do século XX, quando a reduzida taxa de crescimento económico mundial e o baixo preço do barril do petróleo garantiram a segurança energética mundial. O início do século XXI apresenta um forte aumento da demanda por energia, aumento este manifestado na significativa elevação do nível de preço do barril do petróleo. A Crise Energética da década de 70 teve um carácter conjuntural, pois a elevação do preço do barril do petróleo originou-se da restrição da oferta onde variáveis geopolíticas tiveram influência decisiva. Por sua vez, a elevação actual dos preços dos recursos energéticos se deve a questões geopolíticas, mas principalmente a factores reais como o significativo aumento na demanda por energia nos primeiros anos do século XXI e projectado para as próximas décadas.

IEA (2006) projecta um crescimento anual da demanda por energia primária¹ da ordem de 1,6% até 2030. Embora os EUA tenham um peso significativo no aumento da demanda por energia primária, os países da OECD² serão responsáveis por menos de 30% do aumento projectado, sendo os países em vias de desenvolvimento responsáveis por aproximadamente 70% deste aumento. Para a compreensão do potencial de crescimento da demanda dos países em via desenvolvimento, especialmente China e Índia, é preciso se considerar como o consumo de energia é mal distribuído entre os países. Os EUA são responsáveis por 25% do consumo da energia mundial, enquanto que a Índia e a China juntas respondem por apenas 11,2% do consumo mundial de

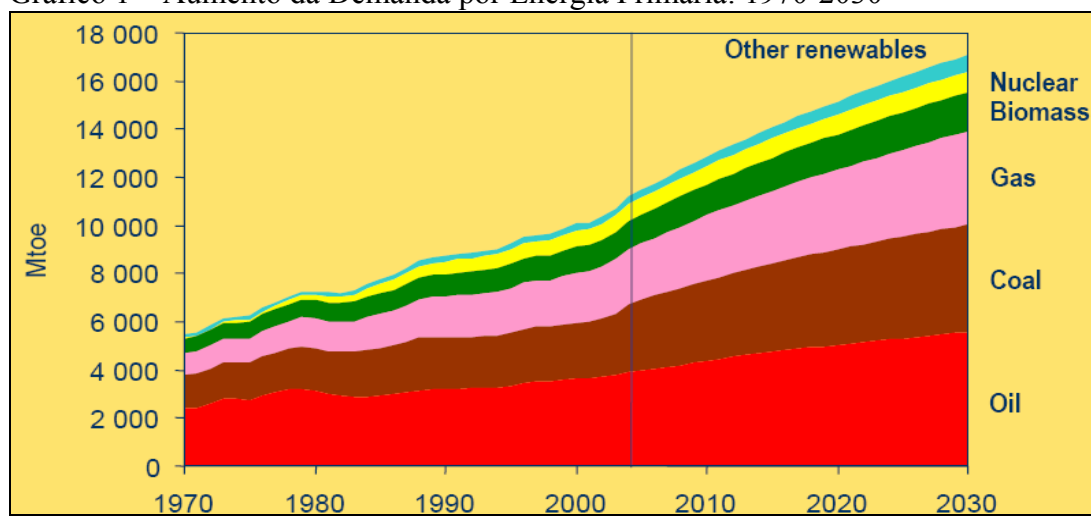
¹ Energia primária é a energia tal e qual encontra-se na natureza (no caso de um país o conceito de energia primária inclui a energia importada) distinguindo-se da energia final que é a energia disponível para o consumo. Por sua vez, a energia útil é a energia estritamente necessária para atender as necessidades energéticas dos consumidores.

² Organisation for Economic Co-operation and Development composta pelos seguintes países: Alemanha, Austrália, Áustria, Bélgica, Canadá, Coreia do Sul, Dinamarca, Espanha, Estados Unidos, Finlândia, França, Grécia, Holanda, Hungria, Irlanda, Islândia, Itália, Japão, Luxemburgo, México, Noruega, Nova Zelândia, Polónia, Portugal, Reino Unido, República Eslovaca, República Tcheca, Suíça, Suécia e Turquia. Além desses países, também integra a OCDE a União Europeia.

energia. O consumo *per-capita* norte-americano é de 8 tep por ano enquanto que o consumo de aproximadamente 50% da população mundial é inferior a 0,5 tep por ano.

O crescimento populacional dos países em desenvolvimento apresenta taxas bastante superiores às taxas dos países desenvolvidos. Segundo a ONU³, os países em desenvolvimento podem conter aproximadamente 80% da população mundial em 2030. Além do crescimento demográfico superior aos países da OECD, os países em desenvolvimento, sobretudo os asiáticos, apresentam elevadas taxas de crescimento económico neste início de século, as quais se estima que serão mantidas até 2030. O substancial aumento da demanda por energia nos países em desenvolvimento pelos motivos supracitados colocam a questão da distribuição da oferta de energia mundial de forma mais justa no epicentro da discussão energética mundial. Esta redistribuição por si só já seria bastante complexa, o facto da demanda energética dos países em desenvolvimento estar crescendo de forma exponencial enquanto que a demanda energética nos países desenvolvidos aumentou de forma gradual até atingir os elevados níveis actuais torna a questão mais difícil e gera uma real ameaça para a segurança energética mundial nas próximas décadas. O gráfico 1 apresenta a evolução da demanda mundial de energia primária no período compreendido entre 1970 e 2030, sendo os dados a partir de 2005 estimativas.

Gráfico 1 – Aumento da Demanda por Energia Primária: 1970-2030

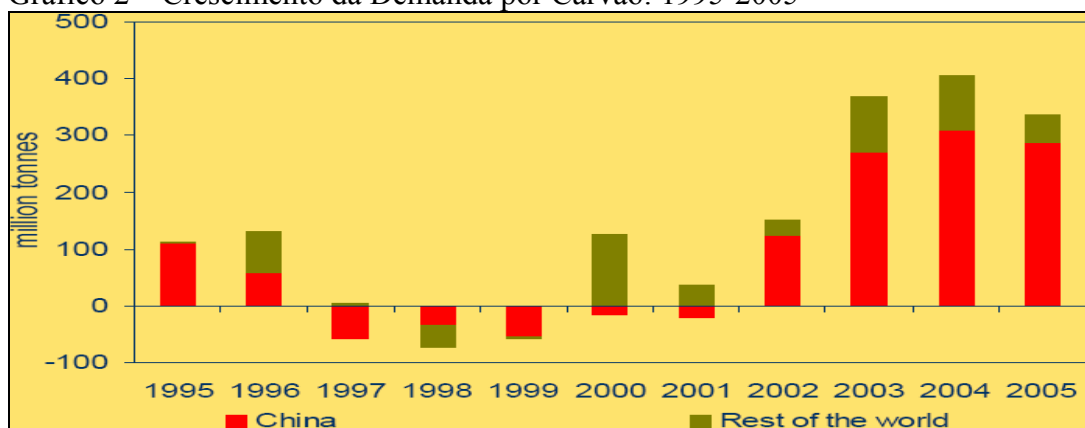


Fonte: IEA (2006).

³ Organização das Nações Unidas fundada em 1945 e que tinha 192 Estados-Membros em 2006.

O aumento do consumo de energia tem ocasionado um significativo aumento das emissões de CO₂ devido ao grande predomínio dos combustíveis fósseis na matriz energética mundial. Logo, mantido o modelo energético actual as emissões de CO₂ crescerão de forma expressiva até 2030. Os países em desenvolvimento utilizam tecnologias mais intensivas em carbono (IEA, 2006). Desta forma, a taxa de crescimento das emissões de CO₂ será maior do que a taxa de crescimento de demanda por energia. As projecções da demanda por carvão do IEA (2006) mostram que este recurso energético se consolidará como o segundo insumo energético mais consumido no planeta e será o insumo que terá maior aumento de consumo, sendo a China e a Índia responsáveis por 80% deste aumento de utilização do consumo do carvão, o qual é um combustível fóssil que emite elevadíssimas quantidades de CO₂. A evolução da demanda por carvão e a forte participação chinesa nesta demanda é ilustrada no gráfico a seguir:

Gráfico 2 – Crescimento da Demanda por Carvão: 1995-2005



Fonte: IEA (2006).

A maior utilização de recursos energéticos fósseis ocasiona graves danos ambientais, dentre estes danos as alterações climáticas são o dano ambiental de maior magnitude dada as consequências que as mesmas possuem sobre o ecossistema terrestre e sua associação directa com a emissão de CO₂. O carácter dual da questão ambiental torna a emergência de uma crise energética mundial uma possibilidade bastante plausível nas próximas décadas, pois se os danos ambientais são uma consequência do aumento do consumo de energia, a necessidade de protecção do ambiente se constitui

em uma grave restrição a oferta de energia, a qual intensifica os atritos entre oferta e demanda de energia.

2.1.1 – A Segurança Energética Permeada de Incertezas no Século XXI

O crescimento populacional e o crescimento económico são os dois factores fundamentais que determinam as bases para a projecção da futura demanda de energia. A incerteza associada ao comportamento futuro da economia torna as estimativas de crescimento económico controversas e uma análise cuidadosa deve ser efectuada para que a estimativa da demanda por energia seja a mais precisa possível. O EIA (2006) estima que a economia mundial cresça a uma taxa anual média de 3,8% até o ano de 2030 devido ao forte crescimento das economias em desenvolvimento, sendo as asiáticas as com taxas mais elevadas de crescimento. A China possui um crescimento estimado de 6% ao ano e a Índia um crescimento médio de 5,4% por ano. Por outro lado, o crescimento económico dos países do leste europeu e dos países latino americanos possui um considerável grau de incerteza. Dentre as economias desenvolvidas, os EUA apresentará o maior crescimento com uma taxa anual média de 3% devido a sua política fiscal expansionista. Por sua vez, para os demais países desenvolvidos a previsão é de uma taxa média de crescimento de 1,5 e 2%.

Como resultado das estimativas de crescimento da economia mundial, o EIA (2006) projecta um crescimento absoluto de 71% na demanda por energia no período compreendido entre 2003 e 2030, conforme pode ser constatado no gráfico 3.

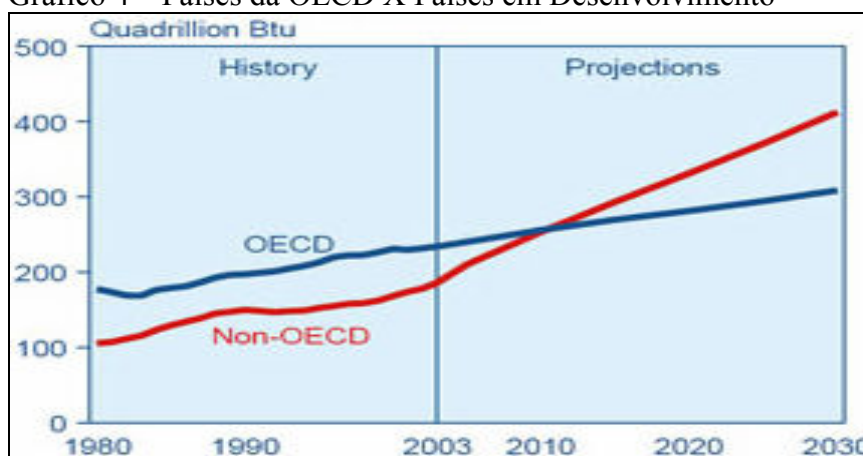
Gráfico 3 – Consumo Mundial de Energia: 1980-2030



Fonte: EIA (2006).

O crescimento exponencial do consumo de energia nas economias em vias de desenvolvimento, responsáveis por mais de dois terços do aumento da demanda por energia até 2030, tornará os países em desenvolvimento os maiores consumidores de energia já em 2010. Segundo o EIA (2006), em 2030 o consumo de energia dos países em via de desenvolvimento será 34% maior do que o consumo dos países da OECD, tal projecção é ilustrada no gráfico a seguir.

Gráfico 4 – Países da OECD X Países em Desenvolvimento



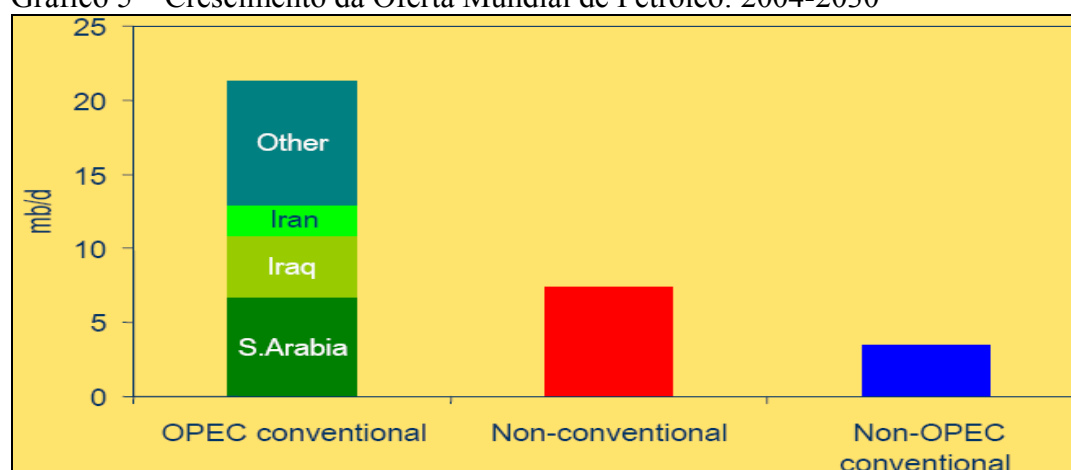
Fonte: EIA (2006).

Conforme IEA (2006), os combustíveis fósseis serão responsáveis por 83% do aumento da demanda de energia entre 2004 e 2030. Desta forma, os combustíveis fósseis permanecerão com elevadíssima participação na matriz energética mundial, a qual sofrerá o discreto aumento de 80 para 81%. A demanda estimada para o petróleo aumentará de 84 milhões de barris por dia em 2005 para 116 milhões de barris por dia em 2030. O aumento da demanda por petróleo será amortecido pela elevação do preço do petróleo, devendo ocorrer o mesmo para o gás natural. O carvão, dada a sua abundância, é o combustível fóssil que apresentará maior crescimento no período. Devido a sua grande utilização na geração de energia eléctrica, o carvão se consolidará como a segunda maior fonte de energia primária e aumentará sua participação relativa na matriz energética mundial.

A manutenção do predomínio dos recursos fósseis no consumo mundial de energia, em patamares de consumo muito mais elevados do que os actuais, coloca a matriz energética dos países da OECD e dos países em vias de desenvolvimento muito

vulneráveis às crises energéticas. Excepto o carvão, recurso distribuído de forma geograficamente equilibrada, o aumento da demanda pelos demais combustíveis fósseis resulta em um significativo aumento de importações por parte dos países da OECD e dos países em via de desenvolvimento. De acordo com as projecções do IEA (2006), a produção de petróleo dos países que não são membros da OPEP⁴ atingirá seu ápice em 2015, enquanto que a produção de petróleo da OPEP atingirá seu ápice em 2030. Neste cenário, os países da OECD que actualmente importam 55% de suas necessidades de petróleo importarão 66% de suas necessidades em 2030. A evolução da oferta de petróleo é mostrada no gráfico 5.

Gráfico 5 – Crescimento da Oferta Mundial de Petróleo: 2004-2030



Fonte: IEA (2006).

A concentração da oferta de petróleo nos países do Médio Oriente, região de grande instabilidade geopolítica, somada aos riscos do transporte marítimo potencializa a vulnerabilidade da oferta de energia. O poder de mercado dos países da OPEP e da Rússia pode impor preços mais elevados aumentando o atrito entre oferta e demanda no mercado de petróleo. Os problemas relacionados ao gás natural são análogos devido a dependência de importação de regiões cada vez mais distantes. Os riscos dos países desenvolvidos são comuns aos países em vias de desenvolvimento dependentes da importação de combustíveis fósseis. Estes países vêm buscando alianças políticas e económicas com países produtores de energia buscando a redução do risco de crise energética. Estas alianças geram o risco de conflitos geopolíticos devido às bases nas

⁴ Organização dos Países Exportadores de Petróleo.

quais estes acordos estão sendo feitos e eleva a vulnerabilidade energética dos países da OECD (JAFPE, 2004).

Em relação às fontes de energia primária que não são fósseis, a maior participação dos biocombustíveis é mais do que compensada pela redução do consumo nos países em via de desenvolvimento que optam por tecnologias industriais modernas em detrimento a lenha. EIA (2006) estima um crescimento até 2030 de 2,4% por ano da energia hidroelétrica, taxa semelhante ao crescimento da utilização do carvão e do gás natural. Os elevados preços dos combustíveis fósseis vão viabilizar economicamente um aumento da utilização das energias solar, eólica e geotérmica, entretanto, em valores absolutos estas energias terão participação diminuta na matriz energética mundial em 2030. Por sua vez, apesar do alto do preço dos combustíveis fósseis e a necessidade de redução de CO₂, IEA (2006) projecta um aumento de apenas 13% na de geração de energia nuclear, a qual continua permeada de incertezas e principalmente desconfianças no que se refere a segurança das centrais nucleares e o tratamento dos resíduos nucleares.

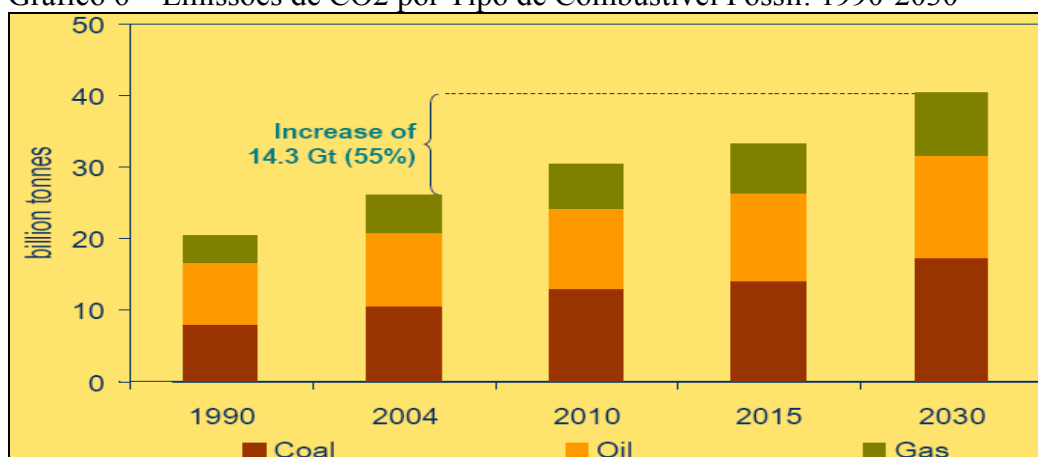
Segundo EIA (2006), em termos de análise sectorial, o sector industrial e o sector de transportes são os maiores responsáveis pelo aumento do consumo de petróleo e de gás natural. O sector industrial será responsável por 52% do crescimento absoluto da demanda de gás natural até 2030. A produção de energia eléctrica será responsável por aproximadamente 50% do aumento do consumo de energia primária, sendo que a participação do gás natural, das fontes renováveis e da energia nuclear na geração de energia eléctrica irá aumentar. Contudo, a abundância de carvão em algumas regiões e seus menores preços resultam em um significativo aumento de sua participação na produção de energia eléctrica.

2.1.2 – O Consumo Excessivo de Energia Danificando o Meio Ambiente

O crescimento do consumo de energia primária baseado nos combustíveis fósseis agravará de forma significativa problemas ambientais que já são muito graves actualmente. IEA (2006) estima que o sector de energia aumentará suas emissões de

CO₂ em 55% até 2030, conforme pode ser verificado no gráfico 6. A produção de energia eléctrica será responsável por 50% do aumento de emissões de CO₂, que devem atingir o valor de 40 mil milhões de toneladas em 2030. A forte contribuição da produção do sector eléctrico no aumento das emissões de CO₂ é fruto da maior utilização de recursos energéticos primários mais intensivos em carbono, notadamente o crescimento significativo do carvão que desde 2003 é o recurso energético que mais emite CO₂. Logo, as emissões de CO₂ irão crescer a uma taxa superior a taxa de crescimento do consumo de energia e a tendência dos últimos vinte e cinco anos será invertida.

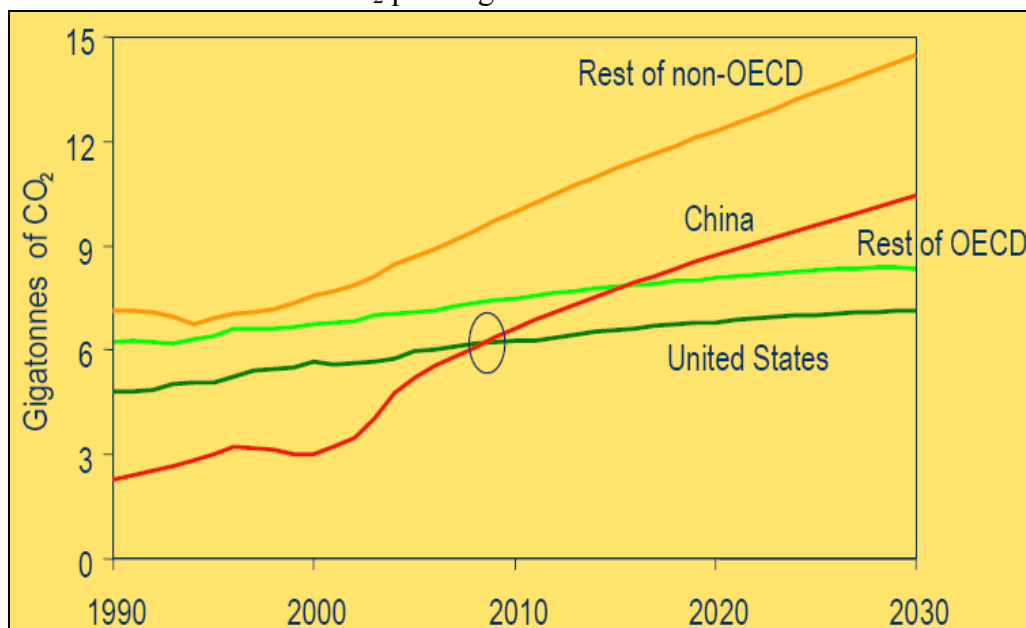
Gráfico 6 – Emissões de CO₂ por Tipo de Combustível Fóssil: 1990-2030



Fonte: IEA (2006).

O crescimento exponencial das emissões de CO₂ é resultado do aumento em larga escala do consumo de energia nos países em vias de desenvolvimento, os quais utilizam tecnologias mais intensivas em carbono quando comparadas as tecnologias utilizadas nos países da OECD. Logo, suas emissões crescem a uma taxa superior a taxa de crescimento de suas demandas de energia. As emissões dos países em vias de desenvolvimento que representavam no início do século XXI 39% das emissões globais deverão representar mais de 50% a partir de 2010, como se pode observar no gráfico 7. China e Índia possuem participação decisiva neste processo, dado o tamanho projectado do crescimento de suas respectivas demandas de energia e a utilização em larga escala do carvão como fonte primária de energia. IEA (2006) estima que as emissões chinesas dobrarão entre 2004 e 2030, o que representa 39% do crescimento do período, e transformando a China no maior emissor de CO₂.

Gráfico 7 – Emissões de CO₂ por Região

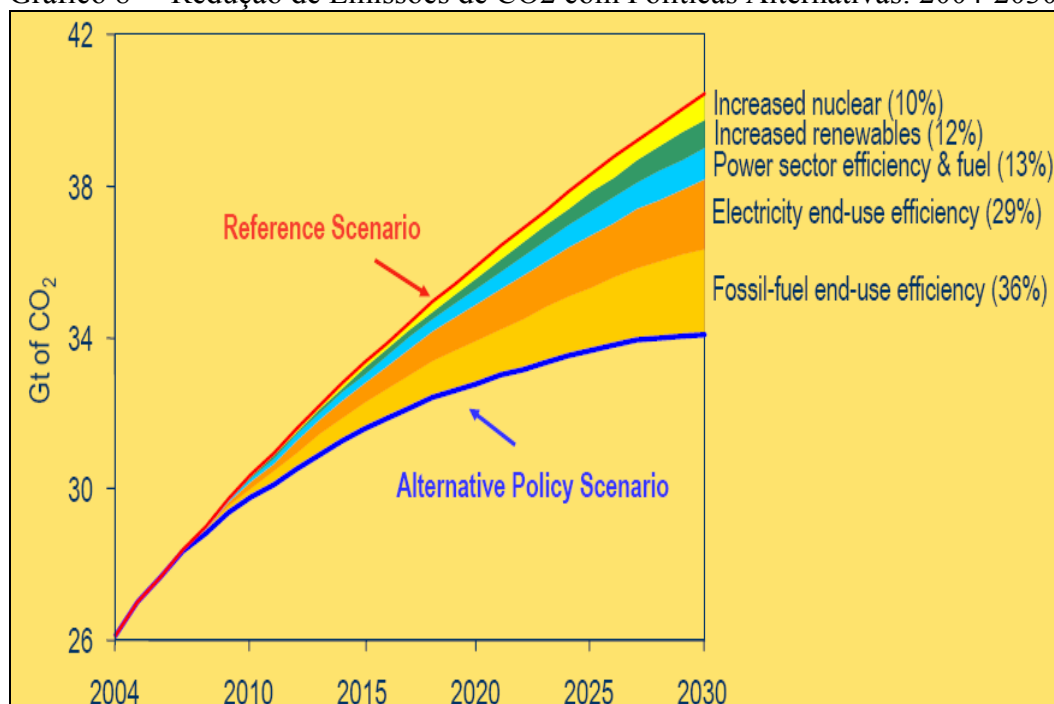


Fonte: IEA (2006).

2.1.3 – A Necessidade de Políticas Alternativas

A manutenção de uma matriz energética mundial onde os combustíveis fósseis possuem participação superior a 80% apresenta-se nitidamente insustentável. O predomínio das fontes fósseis de energia irá causar problemas ambientais da maior gravidade, logo a questão ambiental se torna um elemento de restrição da oferta de energia, agravando a tensão entre oferta limitada e demanda crescendo de forma acelerada no mercado energético. Desta forma, a adoção de uma política energética que priorize a elevação da eficiência energética e a utilização de fontes alternativas de energia, principalmente fontes renováveis de energia é uma questão urgente. Estas medidas proporcionam uma maior segurança energética com menores danos ao meio ambiente, pois actuariam reduzindo a demanda por recursos energéticos primários e ofertando energia com menores emissões de CO₂. O gráfico a seguir ilustra a redução da emissão de gases do efeito estufa com a adoção das medidas supracitadas.

Gráfico 8 – Redução de Emissões de CO₂ com Políticas Alternativas: 2004-2030



Fonte: IEA (2006).

A maior participação de fontes alternativas de energia e a maior eficiência energética geram um sistema energético mundial mais sustentável, no qual o risco de uma crise energética de grande dimensão se torna reduzida. A menor demanda por recursos primários de energia, a maior dispersão geográfica dos recursos primários de energia reduzindo riscos de transportes e de confrontos geopolíticos e a menor participação dos combustíveis fósseis possibilitam uma oferta de energia limpa e competitiva para as próximas décadas. Neste cenário sustentável de gestão de energia, os processos de co-geração e a utilização de recursos renováveis, como a biomassa, possuem papel relevante, pois enquanto esta utilização de recursos renováveis significa a redução da participação de combustíveis fósseis, os processos de co-geração aumentam de forma significativa a eficiência energética.

2.2- As Alterações Climáticas

“Os centros de climatologia espalhados pelo mundo, que são os equivalentes aos laboratórios de patologia dos hospitais, têm relatado as condições físicas da Terra, e os climatologistas acham que ela está gravemente doente, prestes a passar a um estado de febre mórbida que pode durar até 100 mil anos”. LOVELOCK, 2006.

Dentre os danos ambientais ocasionados pelo desenvolvimento sócio económico nos últimos duzentos e cinquenta anos, as alterações climáticas se constituem no maior entrave ao desenvolvimento sustentável devido a sua dimensão global. A mudança do clima possui impactos sobre o equilíbrio da biodiversidade, sobre a exploração dos recursos naturais renováveis e não renováveis e como consequência possui significativa influência sobre o desenvolvimento humano na Terra, o que gera dúvidas referentes as perspectivas de um desenvolvimento sustentável ao longo do século XXI e no limite dúvidas sobre o futuro da humanidade.

2.2.1 – O Efeito Estufa e o Ciclo do Carbono

De acordo com SOUZA (2005), citando HOUGHTON (1997), a atmosfera terrestre é composta basicamente pelos gases nitrogénio e oxigénio, os quais representam 98% da composição atmosférica. Contudo, estes gases não absorvem radiação térmica opondo-se a necessidade de absorção de calor para que se tenha uma temperatura compatível com a existência de vida na Terra. O vapor d' água, o dióxido de carbono, o metano, o óxido nitroso, CFC e HFC são os gases com capacidade de absorver parte da radiação que incide sobre a Terra de forma que a temperatura média na Terra seja em torno de 15 °C. A absorção de parte da radiação solar pelos gases supracitados consiste no efeito estufa, o qual é um fenómeno natural e que garante que a temperatura da Terra seja aproximadamente 30 °C mais elevada.

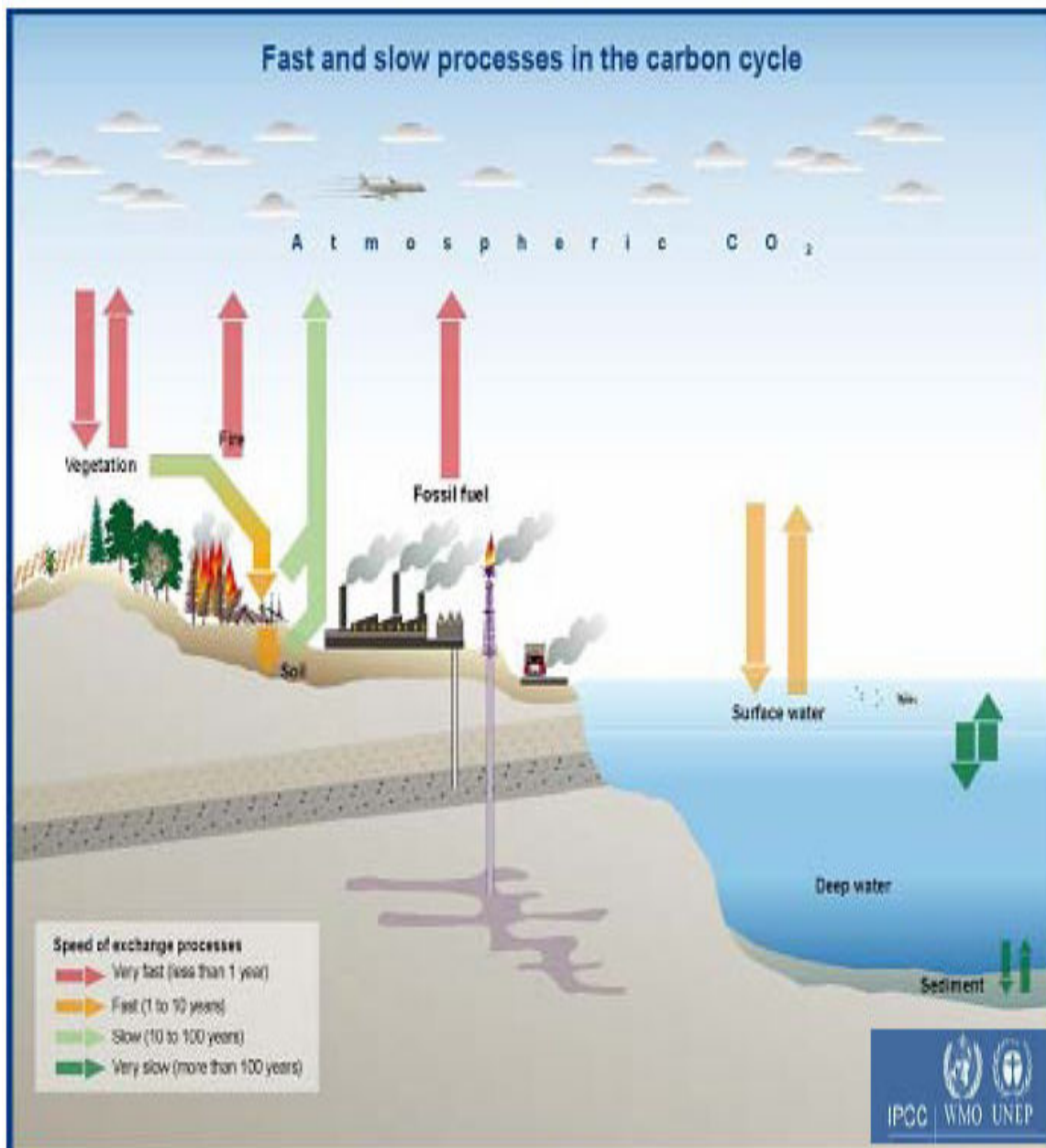
O contributo de cada GEE para o aquecimento global é variável de sua concentração na atmosfera, de sua capacidade de absorção térmica e de sua longevidade na atmosfera. O vapor d' água é o GEE com maior relevância, entretanto, sua concentração não sofre influência significativa das actividades antrópicas.

A preponderância dos compostos orgânicos no aumento do efeito estufa torna necessária uma análise do ciclo do carbono. A forma como determinadas substâncias são armazenadas e transferidas na natureza é denominada ciclo bio geoquímico. SOUZA (2005), citando RICKLEFS (1996), enuncia que os métodos como as substâncias passam de um reservatório a outro são denominados processos, sendo reservatórios locais de armazenamento das substâncias. O solo, as rochas, os combustíveis fósseis, a atmosfera, os oceanos, a biota e a matéria orgânica são os principais reservatórios do carbono. Por sua vez, reacção, dissolução e deposição são os três processos típicos do ciclo do carbono. Os processos de reacção ocorrem em uma escala curta de tempo sendo representados pela fotossíntese e pela respiração. A dissolução é um processo que requer um horizonte temporal superior e consiste na troca de carbono entre a atmosfera e o oceano devido a diferentes concentrações de dióxido de carbono. O processo de maior horizonte temporal, na casa dos milhares de anos, é a deposição que consiste na transformação de carbono solúvel em carbono insolúvel, como por exemplo carvão mineral, rochas e petróleo.

Nos últimos duzentos e cinquenta anos, a actividade humana tornou o até então insignificante processo de combustão em um processo muito importante, o qual acabou por desequilibrar de forma grave o ciclo do carbono tendo forte impacto sobre o aumento da concentração dos GEE. Este intervalo de tempo coincide com um período marcado por fortes transformações em importantes regiões do mundo a partir da Revolução Industrial, a qual alterou o paradigma tecnológico do sector energético substituindo fontes naturais de energia e a tracção animal por combustíveis fósseis, inicialmente carvão mineral e posteriormente com a Segunda Revolução Industrial a utilização do petróleo em larga escala. O desenvolvimento sócio económico aliado ao crescimento populacional com a utilização de uma matriz energética baseada em

combustíveis fósseis resultou num crescimento exponencial das emissões de dióxido de carbono oriundas do processo de combustão.

Figura 1 – Escalas Temporais do Ciclo do Carbono



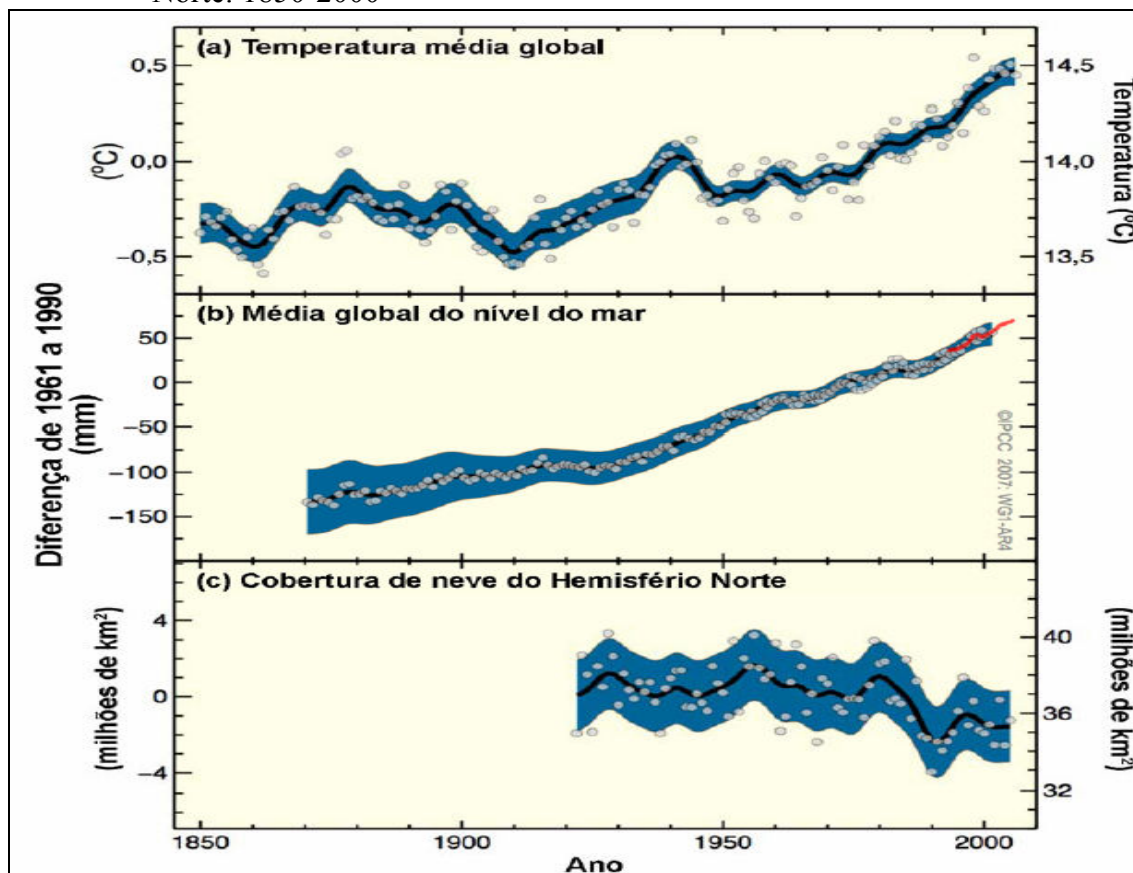
Fonte: IPCC (2001).

2.2.2 – A Influência Antrópica nas Alterações Climáticas

O Quarto Relatório de Avaliação do IPCC (2007) considera “muito provável” que o aquecimento global verificado desde meados do século XX seja resultado do aumento observado nas emissões antrópicas de GEE. Conforme este estudo, onze dos doze anos mais quentes desde 1850 foram registrados no período compreendido entre 1995 e 2006. Durante o século XX, a Terra se aqueceu em 0,76° C, sendo que a taxa de aquecimento tem se tornado maior. As evidências do aquecimento global são nítidas e inquestionáveis ao se observar o aumento da temperatura do ar e do oceano, a elevação do nível do mar, o derretimento de geleiras montanhosas e a redução da cobertura de neve.

Cabe frisar que as alterações climáticas verificadas na segunda metade do século XX já ocorreram no ecossistema terrestre, entretanto, em uma escala de tempo infinitamente superior. O aquecimento global dos últimos cinquenta anos não é algo condizente com o comportamento do clima terrestre nos últimos mil e trezentos anos. É muito representativa a observação que a segunda metade do século XX representa o intervalo de cinquenta anos com temperatura mais elevada no Hemisfério Norte dos últimos quinhentos anos com uma probabilidade acima de 90% e dos últimos mil e trezentos anos com uma probabilidade de 66%. Logo, o aquecimento global verificado com maior intensidade a partir da segunda metade do século não pode ser atribuído a causas naturais exclusivamente. O gráfico a seguir mostra a evolução da temperatura média global, da média global do nível do mar e da cobertura de neve no Hemisfério Norte nos últimos cento e cinquenta anos:

Gráfico 9 – Mudança na Temperatura, Nível do Mar e Cobertura de Neve no Hemisfério Norte: 1850-2000



Fonte: IPCC (2007).

Segundo LOVELOCK (2006), entre outros autores, as alterações climáticas verificadas nas últimas décadas são oriundas de acções humanas, as quais ao emitirem GEE e aerossóis para a atmosfera alteram o equilíbrio energético do sistema climático. Cabe mencionar que a emissão de alguns aerossóis tem o impacto de resfriamento da atmosfera, logo o aquecimento bruto ocasionado pela emissão de GEE é ainda superior ao aquecimento verificado. As concentrações de dióxido de carbono, óxido nitroso e metano aumentaram de forma exponencial a partir da Revolução Industrial. Portanto, se pode afirmar com grande grau de certeza que o aumento das temperaturas médias globais foi ocasionado pela elevação das emissões antrópicas de GEE.

As concentrações de dióxido de carbono, óxido nitroso e metano são muito sensíveis as actividades antropogênicas e sofreram grande aumento em suas concentrações nos últimos duzentos e cinquenta anos como resultado do

desenvolvimento sócio económico verificado principalmente no Hemisfério Norte. O dióxido de carbono foi o responsável por mais da metade do aumento do aquecimento global verificado nas últimas décadas, seguido pelo metano e em menor escala pelo óxido nitroso.

Segundo dados do IPCC (2007), a concentração de dióxido de carbono na atmosfera passou de 280 ppm⁵ no período pré industrial para 379 ppm em 2005. A utilização de combustíveis fósseis é a grande responsável pelo aumento da emissão de dióxido de carbono na atmosfera, emissões estas que atingiram a impressionante marca de 26,4 GtCO₂ no ano de 2005. Cabe frisar, que a mudança do uso da terra, principalmente devido ao deslocamento da fronteira agrícola devido ao crescimento populacional, foi responsável pela emissão de 5,9 GtCO₂ no ano de 2005 sendo um problema grave a ser combatido, principalmente nos países em vias de desenvolvimento. Como ilustração, o caso limite é o brasileiro que possui uma matriz energética com grande participação de fontes renováveis de energia, entretanto, suas emissões relacionadas a mudanças no uso da terra são muito significativas, representando mais de 60% das emissões brasileiras de CO₂ (SOUZA e AZEVEDO, 2006b).

Além do aumento de emissões de CO₂, o ciclo do carbono também foi desequilibrado pelo aumento significativo da emissão de metano. A concentração de metano aumentou de cerca de 715 ppb⁶ no período pré industrial para 1774 ppb em 2005. Tal aumento é originário de actividades antrópicas, seja a utilização de combustíveis fósseis seja o cultivo agrícola. Embora não seja um composto carbónico, a análise do óxido nitroso também mostra um considerável aumento de suas concentrações, as quais eram de 270 ppb no período pré industrial e registraram a marca de 319 ppb em 2005, sendo grande parte deste aumento originário da agricultura. Portanto, uma breve análise do aumento exponencial da concentração dos GEE mostra a influência directa que as actividades humanas tiveram sobre esta elevação das emissões.

⁵ ppm (partes por milhão) é a razão do número de moléculas de gases de efeito estufa em relação ao número total de moléculas de ar seco.

⁶ ppb (partes por bilhão) é a razão do número de moléculas de gases de efeito estufa em relação ao número total de moléculas de ar seco.

2.2.3 - Os Impactos do Aquecimento Global

“Estamos num clima de loucos, resfriado acidentalmente pela fumaça, e antes do fim deste século bilhões de nós morreremos e os poucos casais férteis que sobreviverão estarão no Ártico, onde o clima continuará tolerável”. LOVELOCK, 2006.

O Quarto Relatório de Avaliação do IPCC (2007) apresenta estimativas mais precisas do comportamento do clima no século XXI, as quais confirmam as projecções preocupantes do IPCC (2001). Dentro dos cenários de referência estabelecidos pelo IPCC (2007), o aquecimento global no século XXI está estimado em 1,8 °C no melhor cenário e 4 °C no cenário mais crítico, sendo de 6,4°C o limite superior do aquecimento global no último cenário. Significativas alterações ocorrerão no ecossistema terrestre como resposta ao aumento da temperatura global média, entre elas, a elevação do nível do mar em uma magnitude compreendida entre 0,18 m e 0,59 m podendo ser ampliada de 0,1 m a 0,2 m caso o derretimento da capa de gelo sobre as regiões polares persista. Além disso, projecta-se uma grande contracção das coberturas de neve e redução do gelo marinho nos pólos. Uma característica de graves consequências das alterações climáticas será a presença de eventos climáticos extremos, como por exemplo ondas de calor, precipitações intensas e ciclones mais intensos.

As alterações climáticas oriundas do aumento do efeito estufa podem trazer algumas consequências positivas para o ecossistema terrestre, mais especificamente para a humanidade, entretanto, tais consequências são marginais quando comparadas ao grande número de impactos negativos que o aquecimento global terá sobre o planeta ao longo das próximas décadas. A mudança do clima tornará o planeta mais vulnerável no século XXI, surtos de doenças endémicas, enchentes e secas frequentes, perdas na agricultura e redução da biodiversidade, são alguns dos problemas mais graves que o ecossistema terrestre irá se deparar ao longo do século XXI. Além destes impactos, as regiões costeiras podem sofrer consequências da maior gravidade devido a elevação do

nível do mar. Os impactos da mudança do clima são um forte empecilho ao desenvolvimento sustentável, pois afecta os países em vias de desenvolvimento de forma mais forte, os quais possuem menor capacidade de adaptação aos impactos inerentes ao aquecimento global. Logo, o objectivo de maior justiça social presente no conceito de desenvolvimento sustentável se distancia destes países, dado a incapacidade dos mesmos de reduzirem a pobreza e atingir outras metas de desenvolvimento sócio económico no cenário crítico delineado para o século XXI.

Tabela 1 – Possíveis Impactos da Mudança do Clima ao Longo do Século XXI

Projeções de mudanças durante o século XXI em fenómenos climáticos extremos	Exemplos representativos dos impactos projetados
Temperaturas máximas mais altas: mais dias quentes e ondas de calor em todas as regiões	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Aumento de mortes e doenças sérias nas populações mais idosas e pobres de meios urbanos ▪ Aumento do stress em rebanhos comerciais e na vida silvestre ▪ Mudanças na destinação de turistas ▪ Aumento do risco de danos a diversos tipos de lavouras ▪ Aumento da demanda de energia para refrigeração e diminuição da segurança de distribuição de energia
Temperaturas mínimas mais altas: menos dias frios e ondas de frio em todas as regiões	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Diminuição de mortes relacionadas a baixas temperaturas ▪ Diminuição do risco de dano a uma série de tipos de lavouras, e aumento do risco para outras ▪ Aumento da área de incidência de alguns vetores de doenças ▪ Redução da demanda de energia por aquecimento
Eventos de precipitações mais intensas (em várias regiões)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Aumento dos danos ocasionados por enchentes, desabamentos e avalanches. ▪ Aumento da erosão dos solos ▪ Aumento da pressão sob governo e sistemas de seguros relacionados a enchentes e outros desastres
Aumento das secas de verão na maioria áreas de interior nas latitudes intermediárias, e associado um maior risco de grandes secas	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Redução do rendimento das lavouras ▪ Aumento do dano a fundações de construções causadas pelo encolhimento do solo ▪ Diminuição da qualidade e quantidade dos recursos hídricos ▪ Aumento do risco de incêndios florestais
Aumento da intensidade de ciclones tropicais e intensidade de precipitações (em algumas áreas)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Aumento do risco para vida humana, epidemias de doenças infecto-contagiosas e outros riscos ▪ Aumento da erosão costeira e danos a construções e infra-estrutura costeira ▪ Aumento do dano a ecossistemas costeiros como mangues a recifes de coais
Intensificação de secas e enchentes associadas com o <i>El Niño</i> (em algumas regiões)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Diminuição da produtividade agrícola e áreas agriculturáveis ▪ Diminuição da geração hídrica em regiões propensas a seca
Aumento da variabilidade de precipitação de chuvas durante as monções asiáticas	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Aumento da magnitude das secas e cheias na Ásia tropical e temperada
Aumento da intensidade de tempestades em regiões de latitude intermediária	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Aumento dos riscos para a saúde e vida humanas ▪ Aumento das perdas de infra-estrutura ▪ Aumento dos danos a ecossistemas costeiros

Fonte: SOUZA (2005).

Dada a gravidade dos impactos decorrentes das alterações climáticas, é necessária a adopção de medidas de adaptação a tais impactos. Por outro lado, é necessário a adopção de medidas de mitigação da mudança do clima através de práticas

que reduzam a emissão de GEE ou a utilização de métodos que sequestrem o carbono existente na atmosfera. Parte dos danos previstos para o século são inevitáveis e irão requerer medidas de adaptação, entretanto, uma parte significativa dos danos previstos pode ser evitada através da adopção imediata de medidas de mitigação da mudança do clima. Mitigar o aquecimento global significa reduzir impactos, alguns dos quais podem ser incontornáveis. Mesmo no caso em que medidas de adaptação possam vir a serem adoptadas, o custo de adaptação tende a ser muito mais elevado do que o custo de mitigação. O sector energético está no centro de qualquer conjunto de medidas de mitigação adoptado, pois o mesmo é o responsável pela maior parte dos GEE emitidos. Portanto, medidas que visem o aumento da eficiência energética e uma maior participação de fontes renováveis de energia na matriz energética mundial serão fundamentais no processo de mitigação do aquecimento global.

2.3- A Resposta Institucional à Mudança do Clima

A amplitude global da mudança do clima associada ao seu carácter inédito coloca as alterações climáticas como um dos maiores desafios da humanidade no século XXI. A esfera sócio-económica é dependente do ecossistema por estar inserido nele e extrair do mesmo recursos naturais renováveis e recursos naturais não renováveis, os quais são fundamentais para a sobrevivência e o desenvolvimento humano. Os danos ambientais, sobretudo os impactos negativos das alterações climáticas, podem resultar em uma crise económica mundial sem precedentes. Nos últimos duzentos e cinquenta anos, as discussões políticas internacionais ocorreram por motivações económicas ou de segurança, portanto a projecção e os meios de mitigação dos impactos advindos das alterações climáticas possuem elevado grau de incerteza e a questão está posta na agenda dos principais países do mundo e deve ser tratada com a urgência que merece (COSTA, 2004).

A mudança do clima é um problema internacional peculiar, pois as negociações internacionais sobre o problema das alterações climáticas envolvem países com graus de desenvolvimento sócio económico com grandes diferenças, logo com prioridades diferentes. Além disso, é um tema no qual não existe certeza científica abrindo margem

para se questionar a adopção de políticas de mitigação da alteração do clima. Logo, a temática do clima apresenta-se de forma única na agenda internacional, porque os actos actuais irão afectar as gerações futuras e ao contrário de negociações em outros âmbitos, o poderio militar e a força económica não são decisivos, pois é uma esfera onde os impactos são globais e até a noção de soberania nacional torna-se relativa. Por fim, uma característica que mostra a peculiaridade e a dificuldade das discussões referentes a mudança do clima é o objectivo das mesmas, pois os negociadores visam atingir um acordo razoável que seja aprimorado no futuro em detrimento a busca de soluções óptimas devido a necessidade de decisões imediatas.

Os danos ao meio ambiente tornaram-se nítidos a partir da segunda metade do século XX. Como consequência as questões ambientais começaram a ser debatidas com um crescente interesse da opinião pública internacional sobre os danos ambientais causados pelo progresso humano e a necessidade de proteger a natureza. Neste contexto, foi realizada em 1972 a primeira conferência da ONU relativa à questões ambientais, a Conferência de Estocolmo. Neste fórum ocorreu o reconhecimento da necessidade dos agentes económicos realizarem um esforço conjunto objectivando reduzir os danos ao meio ambiente. Contudo, os países em desenvolvimento explicitaram que a esfera social e o combate a pobreza eram seus objectivos primordiais, sendo a questão ambiental absolutamente secundária.

Segundo NAE (2005a), os anos subsequentes à Conferência de Estocolmo apresentaram a definitiva inclusão da discussão ambiental na agenda internacional e sua introdução na agenda dos países em vias de desenvolvimento, tendo sido fundamental o aumento da participação da sociedade civil nas esferas política, económica e social. A mudança do clima e seus impactos começou a ser discutida no plano institucional em 1979, quando foi realizada a Primeira Conferência Climática Mundial. O objectivo deste fórum não era estabelecer uma política climática e sim avaliar os impactos potenciais da mudança do clima. Os governos foram convocados a adoptarem medidas preventivas que evitem que a acção humana cause alterações climáticas que reduzam o bem-estar da humanidade.

O progresso científico permitiu uma defesa mais consistente da causa ambiental, sendo o Protocolo de Montreal em 1987 o símbolo da influência da comunidade científica nos acordos internacionais referentes ao meio ambiente. No final da década de 70, a comunidade científica trouxe à opinião pública o dano dos clorofluorcarbonos (CFC) sobre a camada de ozónio e os impactos negativos sobre o ecossistema terrestre do buraco na camada de ozónio. Foram adoptadas negociações internacionais que culminaram na Convenção de Viena em 1985 para a discussão da protecção da camada de ozónio e a posterior aprovação do Protocolo de Montreal limitando a emissão das substâncias nocivas a camada de ozónio. O Protocolo de Montreal obteve grande êxito, o consumo global de CFC caiu de 1,1 milhões de toneladas em 1986 para 160 mil toneladas em 1996. Tal protocolo apresentou êxitos inéditos, desde o grande número de países que o aderiram até a cooperação entre os países desenvolvidos e os países em vias de desenvolvimento através da criação de um fundo global e da difusão de tecnologias, conforme COSTA (2004).

No final da década de 80 a mudança do clima tornou-se o epicentro da discussão ambiental, sendo debatida no âmbito do Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente e da Organização Meteorológica Mundial. Para dar suporte a discussão sobre a mudança do clima foi criado em 1988 o Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC), constituindo-se no maior centro de pesquisas sobre as alterações climáticas. O IPCC é formado por mais de mil cientistas, os quais possuem a função de compreender de forma nítida, a partir de estudos científicos e dados sócio económicos, a vulnerabilidade do ecossistema terrestre a mudança do clima ocasionada pela acção antrópica. O primeiro relatório do IPCC foi divulgado em 1990 e alertava dos riscos incorridos pela humanidade com a mudança do clima e concluía que era urgente a adopção de um tratado internacional com o intuito de mitigar as alterações climáticas. Como resposta a este relatório, a Assembleia Geral das Nações Unidas criou o Comité Intergovernamental de Negociação de uma Convenção Quadro sobre a Mudança do Clima.

A Convenção do Clima é um tratado internacional de carácter universal com o objectivo de estabilizar a concentração dos GEE na atmosfera em níveis que não

alterem o sistema climático de forma significativa. A Convenção Quadro da Mudança do Clima é um documento internacional extremamente controverso, porque possui diversas fontes de atritos entre países do Norte e países do Sul e mesmo entre os países desenvolvidos. Logo, se faz necessária uma análise de sua evolução desde a Conferência Rio 92 até a entrada em vigor do Protocolo de Quioto em Fevereiro de 2005.

2.3.1- A Conferência Rio 92

A “Cúpula da Terra” realizada em 1992 no Rio de Janeiro não foi uma conferência restrita ao âmbito ambiental, mas foi sim uma conferência sobre a interação entre a economia mundial e o meio ambiente. A necessidade de um desenvolvimento sustentável foi colocada no centro das discussões como uma resposta aos danos ambientais ocasionados pelo desenvolvimento económico. As necessidades de desenvolvimento da geração actual não podem privar as gerações futuras de utilizarem recursos naturais nem causar externalidades negativas às mesmas. A Conferência do Rio buscou a elaboração de meios que permitam um desenvolvimento económico compatível com a sustentabilidade ambiental e com justiça social, tendo em vista as diferenças significativas de objectivos entre os países do Norte e os países do Sul. Enquanto os países do Norte foram a Eco-92 discutirem temas ambientais, entre elas a mudança do clima, os países do Sul tinham como prioridade discussões de carácter sócio económica para combater a pobreza. Portanto, a compatibilização de objectivos tão distintos exigia a elaboração de um complexo arcabouço institucional, no qual mecanismos de flexibilidade teriam grande importância.

Durante a Rio-92 ocorreu a assinatura da Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas (CQNUMC) por parte de 182 países, a qual entrou em vigor em 21 de Março de 1994. A CQNUMC possui como órgão superior a Conferência das Partes, o qual tem a função de realizar a implantação efectiva do acordo. As partes da CQNUMC possuem o compromisso de gerir de forma sustentável o ecossistema terrestre e marinho, através da adopção dos meios necessários para mitigar o aquecimento global. A CQNUMC enuncia as linhas gerais de acções a serem adoptadas

pelas partes e a ênfase na necessidade de um desenvolvimento sustentável, pois a mitigação da mudança do clima não pode ser um empecilho ao desenvolvimento económico.

A CQNUMC se baseia nos princípios de precaução e de responsabilidades comuns, porém diferenciadas. O princípio da precaução diz que a incerteza científica não deve ser motivo para não se adoptar medidas de mitigação da mudança do clima. Por sua vez, o princípio das responsabilidades comuns, porém diferenciadas, se baseia no maior contributo dos países desenvolvidos nas emissões históricas e actuais de GEE, sendo as emissões dos países em via de desenvolvimento ainda reduzidas quando comparadas aos países do Norte. Devido as distintas responsabilidades históricas, a CQNUMC dividiu os países em dois grandes grupos. O Anexo I é constituído pelos países desenvolvidos e os países em transição para uma economia de mercado, sendo os países em vias de desenvolvimento as partes não Anexo I. A implementação efectiva da CQNUMC vem sendo bastante complexa e suas conferências anuais tem mostrado a dificuldade em conciliar interesses tão diversos.

2.3.2- As Conferências das Partes (COP) e o Protocolo de Quioto

Em 1995 o IPCC divulgou o Segundo Relatório de Avaliação, o qual alertava para a necessidade de adopções de medidas imediatas. No mesmo ano foi realizada a COP-1 em Berlim, a qual concluiu que o retorno das emissões de GEE aos níveis de 1990 não seria suficiente para impedir a influência antrópica sobre o sistema climático. SANTOS (2005) relata que a necessidade de medidas imediatas resultou na criação do Mandato de Berlim, o qual enunciava que com base no princípio das responsabilidades comuns, porém diferenciadas, os países desenvolvidos deveriam criar um protocolo limitando as emissões dos GEE e relatando os mecanismos a serem utilizados para se alcançar as metas estabelecidas. As negociações seguiram no ano seguinte e durante a COP-2 foi assinada a Declaração de Genebra, documento visando a redução das emissões de CO₂ e que viria a dar origem ao Protocolo de Quioto.

Conforme ROCHA (2003), a COP-3 realizada em Quioto em 1997 pode ser interpretada como a COP mais importante realizada até o momento, porque nesta conferência foi definido o acordo que estabelece as metas de redução dos GEE e os critérios para a utilização dos mecanismos de mercado, os quais serão fundamentais para o cumprimento das metas. O Protocolo de Quioto estabeleceu que os países do Anexo B (países do Anexo I com compromissos de redução das emissões de GEE) devem reduzir suas emissões de GEE em 5,2% em relação ao ano base de 1990 entre 2008 e 2012, primeiro período de compromisso.

Tabela 2 – Países do Anexo B e os Compromissos de Redução com Base em 1990

Parte	Emissões de CO ₂ em 1990 (Gg)	Porcentagem	Meta em Relação às Emissões de 1990 (%)
Alemanha	1.012.443	7,4	92
Austrália	288.965	2,1	108
Áustria	59.200	0,4	92
Bélgica	113.405	0,8	92
Bulgária	82.990	0,6	92
Canadá	457.441	3,3	94
Dinamarca	52.100	0,4	92
Eslováquia	58.278	0,4	92
Espanha	260.654	1,9	92
EUA	4.957.022	36,1	93
Estónia	37.797	0,3	92
Rússia	2.388.720	17,4	100
Finlândia	53.900	0,4	92
França	366.536	2,7	92
Grécia	82.100	0,6	92
Hungria	71.673	0,5	94
Irlanda	30719	0,2	92
Islândia	2.172	0,0	110
Itália	428.941	3,1	92
Japão	1.173.360	8,5	94

Letónia	22.976	0,2	92
Liechtestein	208	0,0	92
Luxemburgo	11.343	0,1	92
Mónaco	71	0,0	92
Noruega	35.533	0,3	101
Nova Zelândia	25.530	0,2	100
Países Baixos	167.600	1,2	92
Polónia	414.930	3,0	94
Portugal	42.148	0,3	92
Reino Unido	584.078	4,3	92
República Checa	169.514	1,2	92
Roménia	171.103	1,2	92
Suiça	61.256	0,4	92
Suécia	43.600	0,3	92
Total	13.728.306	100	

Fonte: Elaboração própria a partir de CQNUMC (1997).

O Protocolo de Quioto reafirmou a importância do princípio das responsabilidades comuns, porém diferenciadas, ao definir metas de redução apenas para os países do Anexo B. Com o intuito de auxiliar os países desenvolvidos a cumprirem suas metas minimizando os custos destas metas foram estabelecidos 3 mecanismos de flexibilidade: o Comércio de Emissões, a Implementação Conjunta e o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo. A lógica económica destes instrumentos é que os diferentes países possuem diferentes custos de redução das emissões dos GEE, logo a utilização de instrumentos de mercado reduz o custo global da redução das emissões e não cria distorções competitivas, pois o custo marginal de mitigação passa a ser o mesmo em todos os países do Anexo B.

O Comércio de Emissões é um instrumento restrito às partes incluídas no Anexo B porque se trata da comercialização de permissões de emissões. Logo, como os países fora do Anexo B não possuem metas de redução de emissão não podem participar do

Comércio de Emissões. Por sua vez, a Implementação Conjunta consiste na possibilidade dos países do Anexo B transferirem entre si unidades de redução de emissões oriundas de projectos de redução de emissões ou projectos de sequestro de carbono através de sumidouros. A Implementação Conjunta também é um mecanismo restrito aos países do Anexo B. O Mecanismo de Desenvolvimento Limpo é o único instrumento de flexibilidade que possui a participação dos países em vias de desenvolvimento, instrumento este que será analisado em detalhes no item 2.3.3.

Para o Protocolo de Quioto entrar em vigor era necessário ser ratificado por pelo menos cinquenta e cinco países, os quais sejam responsáveis por pelo menos 55% das emissões de GEE. As COP posteriores a Quioto foram marcadas por negociações muito árduas, onde em alguns casos houve um forte temor pelo fracasso do Protocolo de Quioto. A entrada em vigor do Protocolo em Fevereiro de 2005 foi resultado de difíceis negociações e da equalização de muitos interesses divergentes.

A posição norte americana perante ao tratado dificultou de maneira significativa sua implementação, quase o inviabilizando. Os EUA são responsáveis por um terço dos GEE emitidos pelas partes do Anexo B, logo sua oposição às bases sobre o qual o mesmo foi definido gerou graves dificuldades na implementação do protocolo. Os EUA participaram da COP-3 cientes que não poderiam ratificar o Protocolo de Quioto, pois o Senado Norte-Americano havia definido que os EUA só aceitariam participar de um acordo para a redução dos GEE, caso tal acordo também estabelecesse metas de reduções para os países em vias de desenvolvimento.

A COP-4 foi realizada em Buenos Aires em 1998 e teve como resultado a criação do Plano de Buenos Aires, o qual determinava que as regras e as questões técnicas referentes a implementação do Protocolo de Quioto deveriam ser estabelecidas até o ano 2000. No ano seguinte, foi realizada em Bonn na Alemanha a COP-5, na qual as principais decisões estavam relacionadas ao Plano de Buenos Aires, entre elas, mecanismos de flexibilização, desenvolvimento e transferência de tecnologias e capacitação das partes não pertencentes ao Anexo I.

Segundo COSTA (2004), a COP-6 foi a mais crítica das Conferências das Partes, sendo o momento onde o Protocolo de Quioto esteve muito próximo de ser condenado ao fracasso. A COP-6 foi realizada inicialmente em Haia no ano 2000 com a finalidade de tornar o Protocolo operacional através da finalização de procedimentos e criação de instituições necessárias, entretanto, a Conferência foi marcada por um grande antagonismo entre as posições da União Europeia e dos EUA no que se refere a contabilização dos sumidouros como parte das metas de redução de emissões e a dimensão da utilização dos mecanismos de flexibilidade no cumprimento das metas. O impasse atingiu tal magnitude que a Conferência acabou por ser suspensa, tal suspensão somada a decisão norte americana de abandonar as negociações para a implementação do Protocolo de Quioto no início de 2001 deixaram a comunidade internacional incrédula quanto o êxito da implementação do Protocolo de Quioto. A sobrevivência do Protocolo de Quioto foi resultado do Acordo de Bonn, um acordo político efectuado na COP-6 BIS realizada em Bonn na Alemanha que além de garantir a sobrevivência do Protocolo definiu seus novos rumos.

Ainda no ano de 2001 as Partes voltaram a se reunir em Marraqueche no Marrocos, o principal objectivo da COP-7 era transformar o Acordo de Bonn em um conjunto de decisões práticas definindo as regras operacionais do Protocolo de Quioto. O resultado da Conferência foi o Acordo de Marraqueche, o qual definiu as regras operacionais dos mecanismos de flexibilização, a definição para o sistema nacional dos inventários de emissões, e LULUCF (*Land Use, Land Use Change and Forestry*).

As Conferências das Partes posteriores ao Acordo de Marraqueche deram prosseguimento a discussões no âmbito institucional e dos procedimentos operacionais do Protocolo, principalmente no que se refere aos mecanismos de flexibilização, em um cenário de grande expectativa pela adesão da Rússia ao Protocolo, pois com a saída dos EUA a decisão da Rússia passou a ser decisiva para a implementação do protocolo. A COP-8 foi realizada no ano de 2002 em Nova Delhi na Índia e reafirmou a prioridade dos países em vias de desenvolvimento na erradicação da pobreza e no desenvolvimento económico, porém as discussões referentes aos procedimentos e as modalidades elegíveis ao Mecanismo de Desenvolvimento Limpo pouco evoluíram.

A COP-9 realizada em Milão em 2003 tinha como objectivo dar prosseguimento as discussões sobre a ratificação do Protocolo e os critérios do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, entretanto, a não ratificação do Protocolo por parte da Rússia tornou a agenda da COP-9 inexpressiva em termos de avanço para a implementação do Protocolo. Contudo, em Novembro de 2004 a Rússia ratificou o Protocolo de Quioto e o mesmo entrou em vigor em 16 de Fevereiro de 2005. A primeira COP após a ratificação de Rússia ocorreu em Buenos Aires no final de 2004. A COP-10 foi marcada pela discussão de aspectos técnicos relacionados a iminente entrada em vigor do Protocolo.

2.3.3- O Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL)

ROCHA (2003) enuncia que as discussões entre os países nas Conferências das Partes enfatizaram a importância da utilização de mecanismos de mercado para que se consiga atingir as metas estabelecidas no Protocolo de Quioto, pois tais mecanismos reduzem os custos de mitigação do efeito estufa e ainda podem contribuir para o desenvolvimento sustentável nos países em vias de desenvolvimento. A utilização de mecanismos de mercado auxiliando no combate dos GEE advém de instrumentos de mercado utilizados para a redução de alguns gases poluidores implementados com êxito nos EUA e na Europa, instrumentos estes que funcionam através da criação de um valor transaccionável para a redução do gás poluidor em questão.

Neste contexto, em 1997 durante discussões do Grupo Ad Hoc do Mandato de Berlim, a delegação brasileira apresentou a proposta da criação de um Fundo de Desenvolvimento Limpo, o qual seria financiado com aportes de capital por parte dos países emissores que não cumprissem suas metas. Esta proposta deu origem ao Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) que foi criado durante a COP-3, estando regulamentado no artigo 12 do Protocolo de Quioto. O MDL consiste na possibilidade dos países desenvolvidos cumprirem suas metas de redução de emissão através do financiamento de projectos e transferência de tecnologias limpas para países em vias de desenvolvimento contribuindo desta forma para que estes países consigam ter um desenvolvimento sustentável.

Portanto, de uma forma bem objectiva e sintética pode-se definir o MDL da seguinte forma:

O MDL permite que cada tonelada de CO₂ que seja retirada da atmosfera ou deixa de ser emitida em países em via de desenvolvimento seja comercializada no mercado mundial, permitindo aos países do Anexo I cumprirem suas metas através da compra de Reduções Certificadas de Emissões (RCE) em países em vias de desenvolvimento.

Cabe frisar que os países da União Europeia estabeleceram metas internas de redução de emissões junto aos seus principais emissores e as empresas podem adquirir RCE para cumprirem parte de suas metas. Dentro do arcabouço institucional do Protocolo de Quioto, o MDL é o único mecanismo de flexibilização que permite a participação de países em vias de desenvolvimento. Os itens 2 e 3 do Artigo 12 do Protocolo de Quioto (CQNUMC, 1997) são enunciados a seguir:

2. O objetivo do mecanismo de desenvolvimento limpo deve ser assistir às Partes não incluídas no Anexo I para que atinjam o desenvolvimento sustentável e contribuam para o objetivo final da Convenção, e assistir às Partes incluídas no Anexo I para que cumpram seus compromissos quantificados de limitação e redução de emissões, assumidos no Artigo 3.

3. Sob o mecanismo de desenvolvimento limpo:

(a) As Partes não incluídas no Anexo I beneficiar-se-ão de atividades de projetos que resultem em reduções certificadas de emissões; e

(b) As Partes incluídas no Anexo I podem utilizar as reduções certificadas de emissões,

resultantes de tais atividades de projetos, para contribuir com o cumprimento de parte de seus compromissos quantificados de limitação e redução de emissões, assumidos no Artigo 3, como determinado pela Conferência das Partes na qualidade de reunião das Partes deste Protocolo.

Projectos de implementação de fontes renováveis e alternativas de energia, de aumento da eficiência e de conservação de energia e projectos de reflorestamento e estabelecimento de novas florestas são elegíveis a projectos de MDL. Quanto ao prazo de elegibilidade, ficou estabelecido que os créditos das reduções certificadas podem advir de projectos a partir de 2000, como pode ser verificado no item 10 do artigo 12 do Protocolo de Quioto (CQNUMC, 1997):

10. Reduções certificadas de emissões obtidas durante o período do ano 2000 até o início do primeiro período de compromisso podem ser utilizadas para auxiliar no cumprimento das responsabilidades relativas ao primeiro período de compromisso.

A agenda de implementação do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo começou a ser discutida na COP-4, na qual se iniciou o programa de trabalho referente ao estabelecimento de princípios, regras e diretrizes para os mecanismos de flexibilização do Protocolo de Quioto. A emissão de RCE está condicionada a comprovação de adicionalidade do projecto, ou seja, é necessária a comprovação que o projecto contribuiu para a redução de emissões, e que o agente económico que implementou o projecto actuou fora do seu cenário *Business-as-Usual*, ou seja, em bases estritamente económicas o investimento não teria ocorrido, o mesmo só ocorre devido aos objectivos ambientais e a perspectiva de obtenção de crédito de carbono. Logo, o critério de adicionalidade de um projecto é dependente da linha de base estabelecida para o projecto. A linha de base de uma actividade que possua um projecto MDL é o cenário que representa as emissões de GEE por parte da actividade no caso da ausência do projecto de MDL, consistindo em uma aproximação do cenário de referência. A linha de base não é observável, logo não se pode afirmar que esteja correcta. Contudo, a linha de base deve ser a mais precisa possível, pois caso seja definida em um nível superior ao real se estará emitindo certificados de redução fictícios e no caso de uma linha de base inferior a real se estará reduzindo a eficiência económica do projecto.

O Acordo de Marraqueche estabeleceu a estrutura institucional do MDL, sendo o Comité Executivo do MDL, a Autoridade Nacional Designada e as Entidades Operacionais Designadas os órgãos responsáveis para o desenvolvimento do MDL. O Comité Executivo do MDL é um órgão da ONU com a função de supervisionar as actividades de MDL e está subordinado a decisões da COP. Suas principais atribuições são o:

- credenciamento das Entidades Operacionais Designadas;
- desenvolvimento e operação do registro do MDL;
- registro das actividades do projecto;

- emissão das RCE;
- estabelecimento e aperfeiçoamento de metodologias para a definição da linha de base, monitoramento e fugas.

O governo de países que possuam uma actividade de projecto de MDL deve designar junto a CQNUMC uma Autoridade Nacional para o MDL, a qual terá as seguintes atribuições: definir de forma soberana se a actividade proposta contribui para o desenvolvimento sustentável; aprovar e validar os projectos elegíveis ao MDL. Por fim, existem entidades nacionais ou internacionais credenciadas pelo Comité Executivo com as seguintes responsabilidades:

- validar actividades de projectos de MDL que estejam de acordo com as decisões do Acordo de Marraqueche;
- manter uma lista pública dos projectos MDL; enviar um relatório anual ao Conselho Executivo;
- verificar e certificar reduções de emissões de GEE e manter disponível para o público as informações não confidenciais sobre as actividades de projecto do MDL.

Um projecto de MDL possui um ciclo, o qual é constituído de cinco etapas, desde a formulação do projecto até a emissão das RCE. O ciclo de projecto do MDL é constituído pelas seguintes etapas: concepção do projecto, validação e registro do projecto, monitoramento, verificação e certificação, emissões de RCE.

Tabela 3 – Ciclo do Projecto MDL

Etapa	Definição	Entidade Responsável
1. Concepção do Projeto	Documento com informação necessária sobre o Projeto MDL proposto.	Participantes do projeto
2. Validação e Registro	Validação é o processo de avaliação independente de um projeto MDL.	Entidade Operacional Designada
	Registro é a aceitação formal de um projeto validado.	Comitê Executivo do MDL
3. Monitoramento	A coleta e arquivamento de todos os dados necessários para o cálculo de redução de emissões de GEE que tenham ocorrido dentro dos limites da atividade do projeto e do período de obtenção de créditos.	Participantes do projeto
4. Verificação e Certificação	Verificação é a revisão periódica independente e determinação de que a redução de emissões de GEE ocorreu como resultado de uma atividade de projeto MDL durante o período de verificação.	Entidade Operacional Designada
	Certificação é a confirmação por escrito de que uma atividade de projeto alcançou a redução de emissões de GEE estabelecidas durante o período de tempo determinado.	Entidade Operacional Designada
5. Emissão de RCEs	As RCEs são emitidas e creditadas aos participantes da atividade de projeto.	Comitê Executivo do MDL

Fonte: SANTOS (2005).

2.4 – Conclusão

A compatibilização entre o aumento exponencial da demanda mundial de energia e a minimização dos impactos ambientais derivados deste aumento é uma equação de complexa resolução. A má distribuição do consumo de energia entre os países do Norte e os países do Sul e em um sentido mais amplo, as disparidades sócio-económicas entre o mundo desenvolvido e o mundo em vias de desenvolvimento torna a questão ainda mais difícil. A forte contribuição dos países em vias de desenvolvimento no aumento da demanda de energia é oriunda do ainda bastante reduzido consumo de energia *per-capita* destes países quando comparado ao consumo de energia *per-capita* dos países da OECD. Desta forma, dada a necessidade que estes países possuem de combater a pobreza e de se desenvolverem o aumento do consumo de energia é uma condição elementar.

É importante mencionar que a questão do aumento da demanda de energia deve ser tratada como uma questão global com os países assumindo responsabilidades dos impactos ambientais proporcionais a sua contribuição histórica e não uma análise restrita, pontual e conjuntural da emissão de gases de efeito estufa ao longo do século XXI. Nesta linha de raciocínio, os países do Norte devem assumir a responsabilidade na mitigação do aquecimento global, dado que os GEE emitidos nos últimos duzentos e cinquenta anos foram em sua grande maioria oriundos dos países desenvolvidos. Além disso, é importante frisar que o consumo *per-capita* dos países do Norte continuará muito superior ao consumo *per-capita* dos países do Sul. Por sua vez, os países do Sul não podem ter restrições sobre o aumento de sua demanda de energia porque a mesma é condição essencial para o desenvolvimento económico e a consequente melhoria das condições de vida de suas populações. Estes países não podem assumir os custos da utilização de fontes de energia menos poluentes e mais caras devido a necessidade de produzirem produtos competitivos capazes de garantirem o desenvolvimento de suas economias.

Porém, uma efectiva acção coordenada entre as esferas energética e ambiental em âmbito mundial poderá ser capaz de mitigar os efeitos do aumento da demanda de energia sobre as alterações climáticas. As medidas de redução dos impactos ambientais do consumo energético, como por exemplo maior utilização de fontes renováveis de energia e aumento da eficiência energética, devem ser financiadas pelos países do Norte e implementadas nas regiões onde o custo marginal da mitigação seja menor, pois trata-se um problema global onde a região onde será reduzida a emissão de GEE não é o mais relevante.

Portanto, os mecanismos de flexibilização presentes no Protocolo de Quioto devem ser entendidos como um esforço nesta direcção e perspectiva na medida em que permitem que os países do Anexo B cumpram suas metas de redução de emissões ao menor custo possível. Isto porque, como referido anteriormente, o MDL é o mecanismo no qual os países em via de desenvolvimento podem participar possibilitando a atracção de recursos e tecnologia para os países em via de desenvolvimento e um menor custo de mitigação para os países desenvolvidos.

3 – A IMPORTÂNCIA DA BIOELECTRICIDADE

De acordo com IEA (2006), o aumento da participação das fontes renováveis de energia na matriz energética mundial deverá ser um dos principais objectivos estratégicos de política energética no século XXI, possibilitando a garantia do suprimento energético com sustentabilidade ambiental. Dentre as fontes renováveis de energia, a agroenergia produzida a partir da biomassa terá participação relevante, como pode ser comprovado através das políticas delineadas para o aumento da utilização de biocombustíveis. Porém, a importância da agroenergia na geração de electricidade também possui um potencial que não pode ser ignorado. A reforma do sector eléctrico em escala mundial verificada a partir das duas últimas décadas do século XX, alterando de forma significativa o ambiente institucional e a estrutura da indústria, criou condições favoráveis para a introdução de fontes alternativas de energia demandada pela crise ambiental, dentre as quais, a bioelectricidade.

A análise do caso brasileiro é peculiar devido à elevada participação de fontes renováveis de energia em sua matriz energética. A predominância das fontes hídricas na geração eléctrica brasileira tem forte contributo na composição “limpa” da matriz energética brasileira. Com uma participação tão elevada de recursos hídricos na geração de energia eléctrica, a tendência natural do Brasil seria não dar maior importância a outras fontes renováveis de geração de energia eléctrica, entretanto, o país apresenta uma taxa de crescimento da demanda por energia eléctrica muito alta (entre 4 a 5% a.a) em um cenário de dificuldades crescentes da expansão da oferta hidrelétrica devido a uma nova e mais restritiva legislação de licenciamento ambiental, mesmo detendo um potencial superior a 150 GW de hidroelectricidade. Por outro lado, há incertezas também na oferta de gás natural para a geração termoelétrica. Em um nível mais estratégico, a discussão referente à expansão da oferta brasileira de energia eléctrica ocorre em um contexto mundial de preocupações com o meio ambiente e a consequente necessidade de políticas que promovam a adopção de fontes renováveis de energia mitigando o aquecimento global. Desta forma, a utilização de fontes renováveis de energia eléctrica na matriz brasileira é parte integrante da agenda energética brasileira,

tendo a bioelectricidade especial importância por ser dentre as fontes alternativas a mais competitiva.

A bioelectricidade, mais especificamente a bioelectricidade sucroalcooleira, é compatível com os objectivos de modicidade tarifária⁷ e segurança do suprimento. A utilização de resíduos sucroalcooleiros como combustível na geração termoelétrica torna a bioelectricidade bastante competitiva garantindo a modicidade tarifária. Por sua vez, o período da safra canavieira é coincidente com o período de estiagem na região Centro Sul. Neste sentido, a bioelectricidade apresenta importante complementariedade com a geração hidrelétrica aumentando a segurança do suprimento, de acordo com EPE (2006).

Cabe frisar que os equipamentos que compõe a planta de co-geração sucroalcooleira são ofertados pela indústria brasileira de bens de capital resultando em externalidades económicas e sociais. Além disso, o facto da produção sucroalcooleira se localizar próxima aos centros de carga, com grande concentração no Estado de São Paulo, o principal pólo económico do Brasil, reduz os custos de transmissão e distribuição da bioelectricidade. Por fim, cabe frisar que o licenciamento ambiental e o tempo de construção, dois grandes entraves a expansão da oferta hidrelétrica, não consistem em problemas para as usinas de bioelectricidade, pois a planta de geração termoelétrica é integrante do complexo sucroalcooleiro e seu tempo de construção é inferior a vinte meses. Nestes termos, este capítulo tem como objectivo analisar as mudanças na organização do sector eléctrico o perfil da matriz energética brasileira, o actual ambiente institucional do sector eléctrico brasileiro e a co-geração sucroalcooleira com o intuito de mostrar a importância e as reais possibilidades da inserção da bioelectricidade sucroalcooleira na matriz eléctrica brasileira.

⁷ A modicidade tarifária consiste em uma tarifa acessível para todos os cidadãos.

3.1 – Características Particulares do Sector Eléctrico

A energia é um insumo essencial para o desenvolvimento de todas as actividades sócio-económicas com a peculiaridade de possuir características de bem privado e de bem público ao mesmo tempo. O consumo de energia, no âmbito das fontes energéticas transaccionáveis em mercados bem organizados, apresenta rivalidade e exclusão. Porque o aumento do consumo de energia de um agente limita o consumo potencial dos demais agentes caracterizando a existência de rivalidade pelo bem. Por sua vez, os agentes que não desejarem o consumo de energia ou não pagarem pelo mesmo podem ser excluídos, logo se está diante de um bem com as duas características típicas de um bem privado. Porém, o bem energia também possui a face de bem público, pois é um típico bem meritório⁸. No caso específico do sector eléctrico, tratando-se de um bem homogéneo fornecido em rede por um conjunto de geradores a vertente de bem público também se manifesta através da necessidade de coordenação do sistema garantindo a qualidade e a confiabilidade do mesmo.

Além do carácter dual supracitado, a indústria energética em sua maior parte caracteriza-se por ser capital intensiva com significativas economias de escala, como consequência existe uma forte tendência a concentração com a presença no limite de monopólios naturais em alguns segmentos da cadeia produtiva. Portanto, a actuação das forças de mercado são incapazes de garantirem o interesse social sem uma actuação do Estado devido as características da indústria energética, a discussão refere-se ao grau em que esta intervenção do Estado deve ocorrer.

Conforme SOUZA (2003), o sector eléctrico apresenta uma série de características peculiares que tornam a indústria eléctrica ainda mais diferenciada em relação a outras indústrias. A energia eléctrica diferencia-se das demais formas de energia por não ser estocável. A necessidade de consumo imediato da energia eléctrica requer uma coordenação adequada entre a oferta e a demanda. Esta coordenação deve considerar toda a cadeia de produção, desde a geração até a rede de distribuição,

⁸ Bens Meritórios são bens com um carácter de essencialidade ao desenvolvimento das actividades sócio-económicas que justifica a intervenção do Estado caso o mercado não oferte de forma adequada.

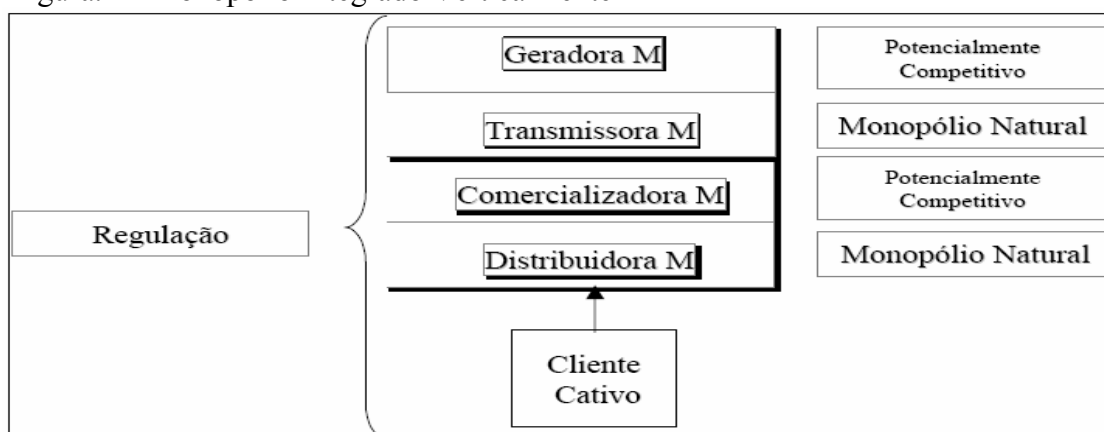
passando pela rede de transmissão. Além disso, a energia eléctrica é um produto homogéneo o que favoreceria a formação de mercados competitivos, entretanto, esta formação possui dois fortes empecilhos. Existem restrições físicas e económicas para que a energia eléctrica seja distribuída em largas distâncias, impedindo a mesma de se constituir em uma *commodity* e existe a necessidade de agentes coordenadores do sistema eléctrico, pois sendo um bem homogéneo a energia eléctrica colocada no sistema não permite a identificação de sua fonte geradora e os respectivos direitos de propriedade e responsabilidades. O autor enuncia que os motivos relatados somados a sazonalidade da oferta dos insumos energéticos primários, variações da demanda, diferenças no custo de produção e limites de transmissão das redes tornam o preço da electricidade extremamente volátil.

A cadeia de produção de energia eléctrica é constituída pelas fases de geração, transmissão, distribuição e comercialização. A indústria eléctrica apresenta falhas de mercado inerentes às indústrias de rede. As duas principais falhas de mercado verificadas são a presença de monopólios naturais e barreiras a entrada e a saída devido a investimentos *sunk costs*. O monopólio natural ocorre quando a escala mínima eficiente é tão elevada que a uma única firma supre toda a demanda do mercado, tal situação está presente nos segmentos de transmissão e distribuição de energia eléctrica. Por outro lado, a indústria eléctrica é caracterizada por fortes barreiras a entrada e a saída oriundas do elevado grau de investimento necessário e a especificidade dos activos requeridos para actuação no sector, logo é uma indústria onde os custos irre recuperáveis (*sunk costs*) são marcantes.

Os segmentos de geração e comercialização são potencialmente competitivos contrastando com os segmentos de rede caracterizados como monopólios naturais. Porém, o segmento de geração assim como os segmentos de transmissão e distribuição possui custos irre recuperáveis associados a especificidade dos activos e aos elevados investimentos. Além disso, existe a necessidade da adopção por parte de um segmento da cadeia produtiva de uma estratégia que considere a coordenação correcta com os demais segmentos da cadeia produtiva.

O sector eléctrico se expandiu ao longo do século XX baseando-se preponderantemente no modelo de monopólio integrado verticalmente com forte influência estatal na maioria dos casos, o caso típico é o francês onde a estatal EDF possui monopólio total do sector eléctrico. O objectivo deste modelo é a redução dos custos de transacção e uma maior segurança do sistema com um único agente se responsabilizando por todas as etapas da cadeia produtiva e a coordenação das mesmas.

Figura.2 – Monopólio Integrado Verticalmente



Fonte: SOUZA (2003).

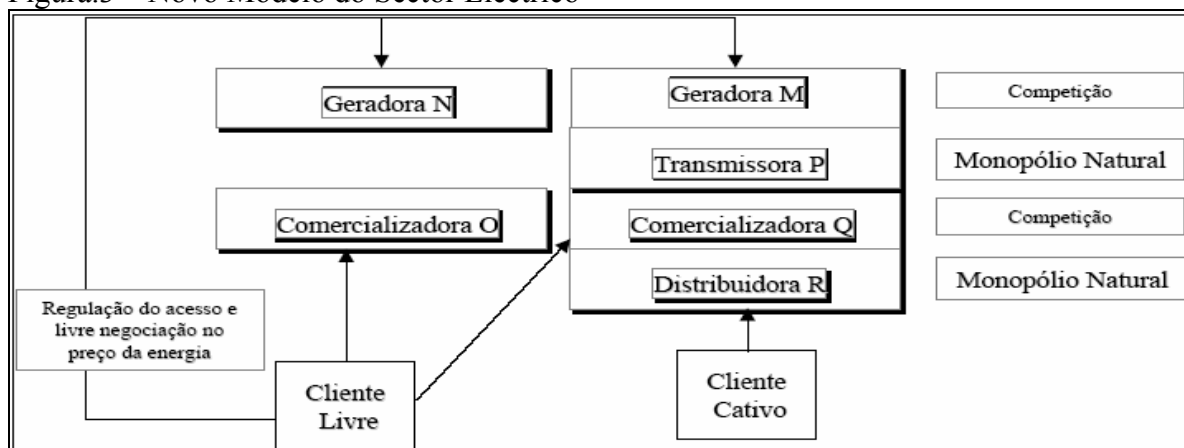
O modelo de monopólio integrado verticalmente sob o comando estatal entrou em grave crise a partir da década de 1980, ocasionando uma onda de reformas liberalizantes nos sectores de infra-estrutura, incluindo o sector eléctrico em escala mundial. A capacidade do Estado em realizar os investimentos necessários a expansão da infra-estrutura e para os marcos do presente trabalho da oferta de energia se reduziu de forma considerável, associa-se a isto a deterioração das finanças das empresas do sector eléctrico, pois as mesmas foram prejudicadas pelo conflito de interesses na actuação do agente estatal. Em muitos casos, as tarifas eléctricas foram fixadas em níveis insatisfatórias para as empresas eléctricas como instrumento de combate a inflação. Além disso, chegou-se a situação limite de algumas empresas do sector contraírem empréstimos externos apenas para atraírem divisas para o país.

Cabe frisar que a crise do modelo vigente não se restringiu à influência estatal, a crise também esteve presente em países onde a presença da iniciativa privada era marcante como os EUA, pois a origem da crise estava na estrutura do modelo vigente.

O modelo tarifário padrão era o custo de serviço, o qual garantia a concessionária uma taxa de retorno sobre o investimento atractiva através da adopção de um preço que remunerasse os custos totais e proporcionasse esta taxa de retorno. Porém, tal modelo tarifário resultou em uma ineficiência produtiva, pois a garantia da remuneração não incentivava a firma buscarem ganhos de produtividade e estas ineficiências acabaram superando as economias de escala inerentes ao monopólio integrado verticalmente.

O objectivo da reforma liberalizante iniciada na Inglaterra em 1989 era a introdução de competição nas etapas da cadeia produtiva potencialmente competitivas, a qual necessitaria de uma regulação eficaz nos segmentos de rede para que ocorresse efectivamente a entrada de novos agentes nos segmentos competitivos. Desta forma, a indústria eléctrica se tornaria mais eficiente. Segundo SOUZA (2003), citando MURRAY (1998), os principais motivos para a reestruturação do sector eléctrico foram a necessidade de aumentar a competição na indústria para que o insumo electricidade seja ofertado ao menor preço possível, atracção de investimentos necessários a expansão da oferta e a obtenção de receita fiscal para o Estado através da arrecadação das privatizações e os custos evitados com futuros investimentos. Na base do novo modelo, estava a necessidade de desverticalização do sector com a garantia de acesso à rede para os agentes entrantes nos segmentos de geração e comercialização para que os mesmos se tornem efectivamente competitivos e um mercado *spot* de energia eléctrica seja uma realidade e a energia eléctrica seja transaccionada o mais próximo possível de uma *commodity*.

Figura.3 – Novo Modelo do Sector Eléctrico

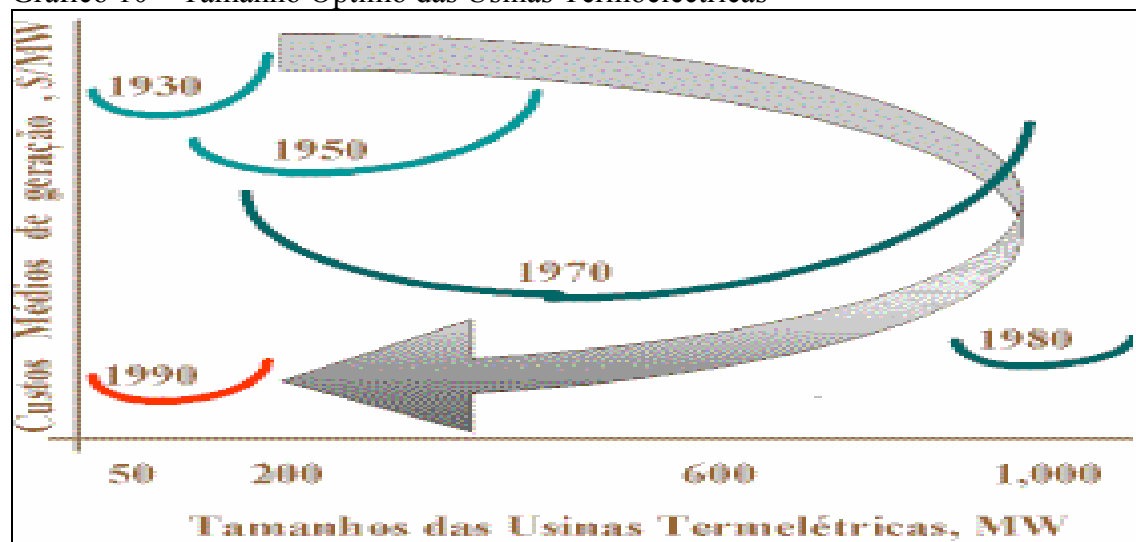


Fonte: SOUZA (2003).

3.2 – O Novo Paradigma do Sector Eléctrico

A oferta de energia eléctrica se expandiu ao longo do século XX sob o paradigma da geração centralizada baseando-se nas grandes usinas termoeléctricas e hidreléctricas. A justificativa por esta escolha era a exploração de economias de escala associada a garantia de um suprimento de electricidade seguro. Porém, os desafios actuais da política energética resultam em uma tendência de substituição da geração centralizada pela geração distribuída, substituição esta viabilizada pela evolução tecnológica que reduziu de forma drástica a escala mínima eficiente de geração de electricidade como pode ser verificado no gráfico a seguir:

Gráfico 10 – Tamanho Óptimo das Usinas Termoeléctricas



Fonte: INEE (2007).

Conforme definição do INEE (2007), a geração distribuída consiste na produção de energia eléctrica junto ou próximo ao consumo, independente da tecnologia empregada, da potência do gerador e da fonte de energia utilizada. Em termos regulatórios, no sector eléctrico brasileiro a Aneel considera como geração distribuída a energia eléctrica proveniente de agentes geradores conectados directamente no sistema eléctrico de distribuição do agente comprador.

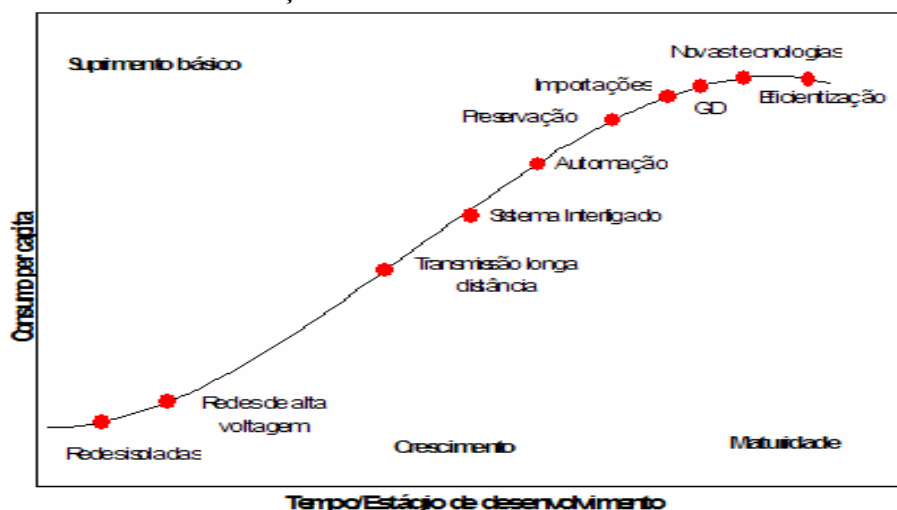
Segundo GOLDMAN (2007), a geração distribuída adia investimentos nas redes de transmissão e distribuição necessários na geração centralizada. Além disso, a geração

distribuída reduz as perdas e melhora o controle de tensão e a qualidade da energia. Desta forma, além de adiar investimentos que iriam requerer elevados montantes de capital, a geração distribuída apresenta a vantagem de melhorar a qualidade da oferta de energia eléctrica e aumentar sua eficiência devido a ter menores perdas.

Como analisado no início do capítulo 2, os objectivos de segurança da oferta energética, competitividade da economia e sustentabilidade ambiental, presentes em uma política energética consistente, apresentam atritos e são poucos os instrumentos que impactam de forma positiva todos os objectivos mencionados. Dentre estes instrumentos, a redução da demanda por fontes primárias de energia é o mecanismo mais eficaz de obter êxito na busca pelos três objectivos globais da política energética. Neste sentido, a geração distribuída ao apresentar uma maior eficiência oriunda de menores perdas na rede adequa-se perfeitamente à lógica de uma maior eficiência energética como instrumento para se atingir os objectivos da política energética.

A emersão da geração distribuída como novo paradigma do sector eléctrico é viabilizada pelas transformações que o sector vem sofrendo ultimamente, entre elas, a reforma liberalizante do sector eléctrico e as inovações tecnológicas na geração eléctrica. A transição da geração centralizada em direcção à geração distribuída é um processo lento. No curto e médio prazo a principal função da geração distribuída será a de complementar a geração centralizada garantindo maior segurança ao sistema. Segundo WALTER (2006), a geração distribuída pode ser interpretada como sendo a fase onde o sistema eléctrico atingiu sua maturidade, pois na fase de maturidade do sistema o objectivo é maximizar a eficiência económica considerando-se os aspectos económicos e ambientais. O gráfico a seguir mostra o desenvolvimento do sector eléctrico ao longo do tempo, desde as gerações isoladas, passando pela geração centralizada com a presença de grandes usinas até se atingir a maturidade do sistema eléctrico com a geração distribuída.

Gráfico 11 – Evolução do Sector Eléctrico



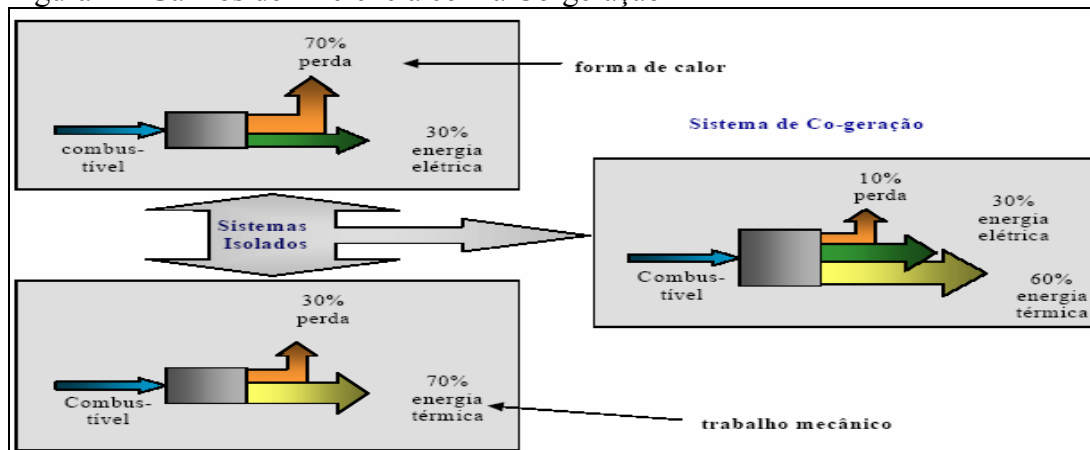
Fonte: WALTER (2006).

As tecnologias utilizadas na geração distribuída são variadas. Existem as pequenas centrais hidreléctricas, turbinas a gás convencionais, painéis foto-voltáicos, motores de combustão interna e processos de co-geração, os quais são o relevante para este trabalho. Cabe frisar que a utilização de fontes renováveis de energia e de co-geração na geração distribuída não significa que estas tecnologias sejam exclusivas da geração distribuída, pois como dito anteriormente a geração distribuída é um conceito baseado na geração de electricidade próxima à demanda e não na tecnologia adoptada.

Embora existam diferentes definições para co-geração, o Plano Decenal de Energia Eléctrica 2006/2015 (EPE, 2006) a define com a seguinte afirmação: “ A cogeração pode ser definida como a produção simultânea de duas ou mais formas de energia a partir de um único combustível. O processo mais comum de co-geração é a produção de electricidade e energia térmica (calor/ e ou frio) a partir do uso de gás natural, biomassa ou outro energético”. (pág.75). CORRÊA E RAMON (2002), citando POULALLION E CORRÊA (2000), ressaltam que uma unidade co-geradora produz energia térmica e energia mecânica de forma associada, podendo esta energia mecânica ser convertida em energia eléctrica através de um gerador eléctrico ou ser utilizada directamente em algum accionamento. Os sistemas de co-geração elevam de forma significativa a eficiência energética, pois as perdas no processo de produção são bastante inferiores aquelas verificados em sistemas que produzem energia térmica e

energia mecânica, incluindo energia eléctrica, em processos distintos, conforme pode ser verificado na figura abaixo:

Figura 4 – Ganhos de Eficiência com a Co-geração



Fonte: SOUZA (2003).

Os sistemas de co-geração apresentam uma utilização racional de energia ao maximizar a utilização do combustível. A elevada eficiência energética da co-geração se adequa com os objectivos da agenda energética actual, pois em um cenário onde a oferta segura de energia a preços competitivos e as restrições ambientais estão presentes na discussão energética o aumento da racionalidade na utilização da energia é uma necessidade prioritária.

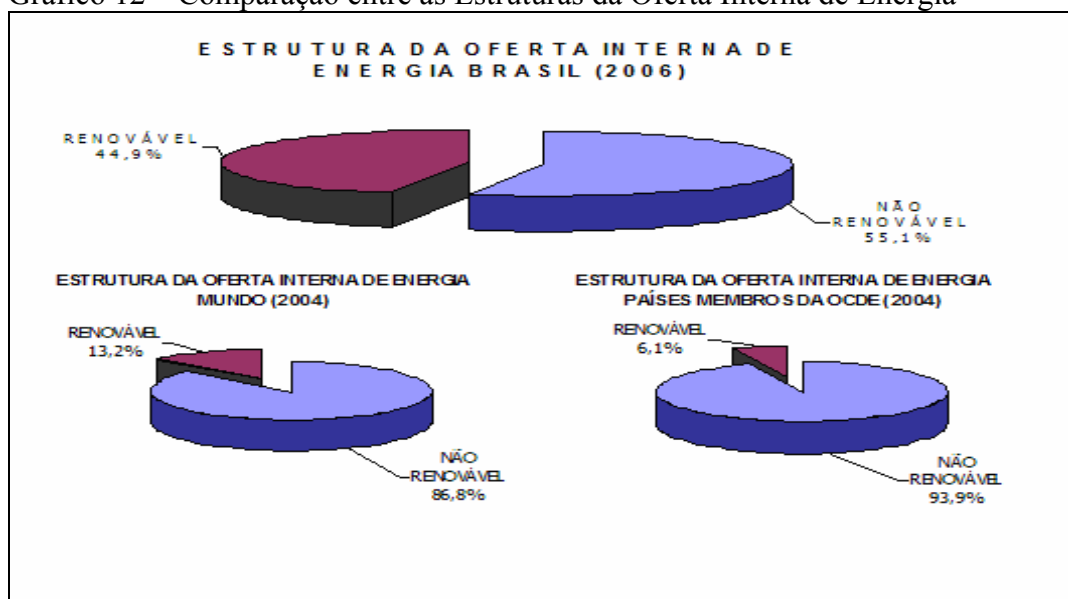
3.3 - A Matriz Energética Brasileira

O Brasil apresenta uma matriz energética privilegiada quando comparada à matriz energética mundial, pois a energia renovável tem uma considerável participação na sua oferta interna de energia⁹. A exacta compreensão da composição da matriz energética brasileira requer uma análise de sua evolução, das potencialidades naturais e as políticas adoptadas para explorar estas potencialidades, questões que serão examinadas a seguir.

⁹ A soma do consumo final de energia, das perdas na distribuição e armazenagem e das perdas nos processos de transformação recebe a denominação de **Oferta Interna de Energia – OIE**, também, denominada de demanda total de energia, de acordo com MME (2007).

O território brasileiro possui dimensões continentais com uma extensão de 8,5 milhões de Km². Contudo, a densidade populacional brasileira é de apenas vinte habitantes por Km². De acordo com MME (2007), o consumo *per-capita* brasileiro foi de 1,21 tep em 2006, valor inferior a média mundial de 1,69 tep e significativamente inferior à média de 4,67 tep dos países da OECD. A demanda energética total brasileira representa aproximadamente 2% da demanda total mundial. No entanto, a composição da matriz energética é ímpar, já que 44,9% é de fontes renováveis de energia na oferta interna de energia. Esta participação é extremamente elevada quando comparada a média mundial de 13,2% e, em especial, frente à reduzida participação de 6,1% nos países da OECD. O gráfico 10 ilustra o perfil diferenciado da matriz energético brasileira em relação ao perfil da matriz energética mundial:

Gráfico 12 – Comparação entre as Estruturas da Oferta Interna de Energia



Fonte: MME (2007).

Até meados do século XX, a participação de fontes renováveis de energia na matriz energética brasileira era muito superior a participação actual. Entretanto, é preciso se relativizar tais dados considerando-se as transformações sócio-económicas ocorridas a partir da década de 40. A participação elevada das fontes renováveis de energia era oriunda da utilização de processos energéticos rudimentares, nos quais a lenha e o carvão vegetal eram utilizados em larga escala. O perfil energético brasileiro foi bastante alterado devido ao processo de urbanização e industrialização em larga

escala verificado a partir dos anos 40. O consumo energético do sector agropecuário teve sua participação reduzida de forma considerável, o consumo residencial apresentou exponencial aumento da utilização de combustíveis fósseis, o sector industrial optou pela utilização de insumos energéticos mais eficientes, além da construção de uma infra-estrutura de transportes baseada no transporte rodoviário, ocasionando um crescimento exponencial da participação dos combustíveis fósseis na matriz energética brasileira como pode ser verificada na tabela a seguir:

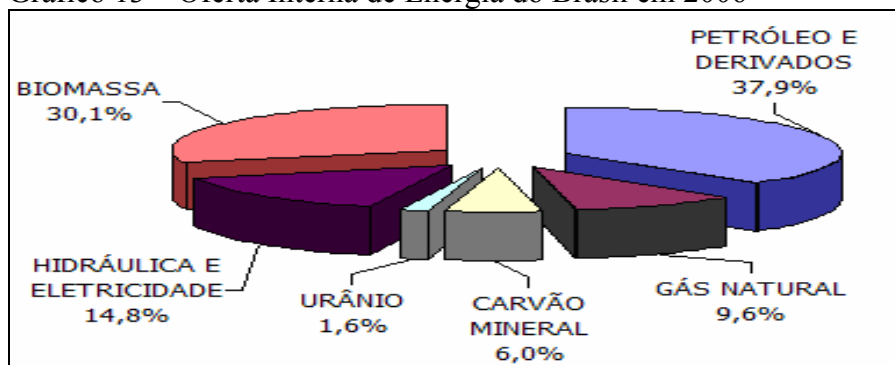
Tabela 4 – Evolução da Matriz Energética Brasileira em %: 1940-2005

	1940	1970	1990	2005
Petróleo, Gás Natural e Derivados	6,4	38,0	43,7	48,1
Carvão Mineral e Derivados	6,4	3,6	6,8	6,3
Hidráulica e Electricidade	1,5	5,1	14,1	14,8
Lenha e Carvão Vegetal	83,3	47,6	20,1	13,0
Produtos da Cana	2,4	5,4	13,4	13,8
Outras	0,0	0,3	1,9	4,1
	100	100	100	100

Fonte: Elaboração própria a partir de MME (2006).

Apesar do significativo aumento da participação das fontes não renováveis de energia, a matriz energética brasileira apresenta uma elevada participação de fontes renováveis de energia para um país com o grau de industrialização do Brasil. Embora a biomassa ainda seja utilizada em processos energéticos rudimentares nas regiões menos desenvolvidas do país, as fontes renováveis de energia são utilizadas em sua maior parte em processos modernos e eficientes de geração de energia que exploram as potencialidades naturais brasileiras, em particular as usinas hidrelétricas. O gráfico seguinte mostra a relevância dos recursos hídricos e da biomassa na oferta energética brasileira:

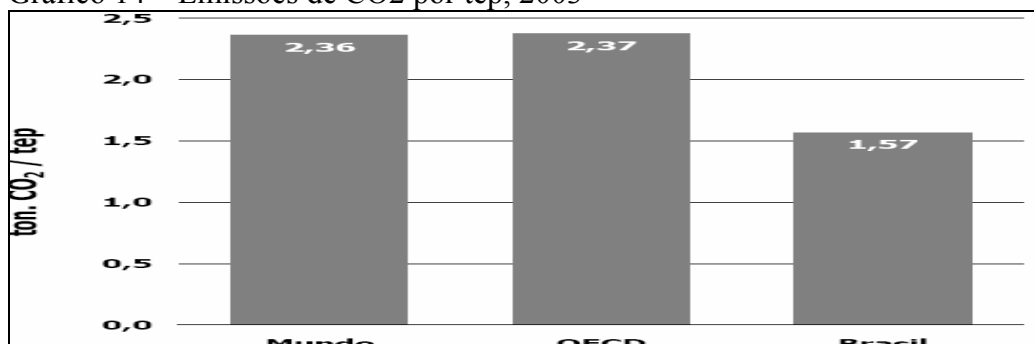
Gráfico 13 – Oferta Interna de Energia do Brasil em 2006



Fonte: MME (2007).

A composição da matriz energética brasileira resulta em um considerável nível de eficiência energética, sendo a elevada participação da hidroelectricidade um factor preponderante. A geração hidrelétrica apresenta perdas durante a produção de electricidade desprezíveis quando comparadas as perdas verificadas em usinas termoelétricas. Como ilustração, em 2006 da oferta interna de energia de 225,8 milhões de tep, as perdas na transformação e distribuição representaram apenas 10,3% e o consumo final os 89,7% restantes, segundo dados do MME (2007). Outra importante consequência da composição da oferta interna de energia brasileira é a reduzida emissão de GEE relacionados com a produção de energia quando comparada a outros países industrializados. A emissão brasileira de CO₂ por tep da oferta interna de energia, conforme pode ser verificar no gráfico 12, é substancialmente inferior à emissão média mundial e dos países da OECD.

Gráfico 14 – Emissões de CO₂ por tep, 2003

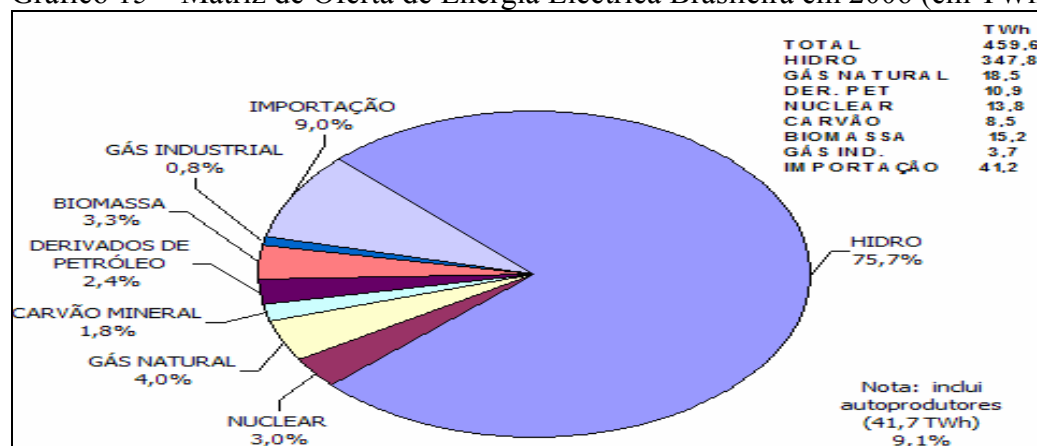


Fonte: MME (2006).

A expansão da oferta de electricidade brasileira, desde o início do século XX, baseou-se na exploração do potencial hídrico do país. Segundo MME (2007) A hidroelectricidade possui uma participação extremamente elevada na matriz eléctrica brasileira, participação acima dos 75% (85% incluindo-se a importação) contrastando com a média mundial em torno de 16%. Como já fora mencionado, este perfil da geração eléctrica brasileira ocasiona um elevado grau de eficiência energética. Em 2006 da oferta de 459 TWh, as perdas na transformação e na distribuição representaram apenas 15,2% da oferta.

Porém, nos últimos quinze anos, sobretudo a partir da segunda metade da década de 90, tem ocorrido o aumento da participação da geração termoeléctrica em detrimento da participação hidroeléctrica. Esta tendência tem como objectivo dar respostas mais rápidas ao crescimento da demanda, em especial durante o período de mudança radical do modelo de estruturação do sector eléctrico brasileiro nos anos de 1990. Uma outra causa é derivada da necessidade de mitigar o risco hidrológico que o sistema eléctrico brasileiro apresenta. Como resultado deste processo de alteração marginal da matriz de energia eléctrica, haverá uma tendência a maior utilização de combustíveis fósseis na produção de electricidade com a consequente redução de eficiência energética e aumento das emissões de GEE. A composição da matriz eléctrica brasileira é mostrada no gráfico 13:

Gráfico 15 – Matriz de Oferta de Energia Eléctrica Brasileira em 2006 (em TWh).



Fonte: MME (2007).

3.4 – Evolução Institucional do Sector Eléctrico Brasileiro

De acordo com CASTRO (1984), após surgir e se estruturar sob o comando do capital privado estrangeiro, a oferta de energia eléctrica brasileira se expandiu de forma considerável a partir de meados do século XX baseada em um monopólio estatal integrado verticalmente com a Eletrobrás coordenando todo o sistema. Conforme SOUZA (2003), a partir da década de 50 a expansão da oferta de energia eléctrica ocorreu através de investimentos estatais com a criação de empresas de capital misto entre o governo federal e governos estaduais como a Centrais Elétricas de São Paulo (CESP), a Centrais Elétricas de Minas Gerais (Cemig) e a Companhia de Energia Elétrica do Paraná (Copel), todas monopólios integrados verticalmente em suas respectivas áreas de actuação. COSTA (2006) enuncia que o Estado, através da Eletrobrás, era responsável pelo planeamento, financiamento, expansão e operação do sector eléctrico brasileiro.

A reestruturação do sector eléctrico brasileiro se iniciou em 1990 com a criação do Plano Nacional de Desestatização (PND) no governo Collor. A inclusão do sector eléctrico no PND se deve aos mesmos motivos da onda liberalizante verificada no sector eléctrico de todo mundo, ou seja, atrair os investimentos necessários a expansão da oferta e aumentar a eficiência do sector alocando os recursos de forma a suprir a demanda de forma fiável e ao menor custo possível, conforme assinalado e analisado por CASTRO e FRANCESCUTTI (1998). Para tal, eram necessárias alterações institucionais que viabilizassem a construção de um sector eléctrico com concorrência nos segmentos de geração e comercialização com acesso às redes de transmissão e distribuição e significativa presença de capital privado.

A Lei 8631/93 ao eliminar a equalização tarifária permitindo que as geradoras e as distribuidoras fixassem suas tarifas de acordo com seus respectivos custos de serviço e ao enunciar medidas rígidas para acabar com a inadimplência do sector pode ser considerada o primeiro sinal mais nítido de desestatização do sector eléctrico. A eliminação dos créditos das geradoras federais junto às distribuidoras estaduais através do encontro contábil das contas a receber e a pagar e a fixação das demandas de

potência e de energia a curto, médio e longo prazos nos contratos de fornecimento estabelecidos entre geradoras e distribuidoras foram as medidas adoptadas para acabar com a inadimplência do sector.

A reforma do sector eléctrico brasileiro foi efectivamente implementada durante o governo Fernando Henrique Cardoso (FHC). Em 1995, primeiro ano do governo FHC, aconteceram dois eventos marcantes: a privatização da distribuidora Escelsa S.A integrante do grupo Eletrobrás e a Lei das Concessões¹⁰. A venda da distribuidora do estado do Espírito Santo foi a primeira privatização da reforma liberalizante, enquanto que a Lei das Concessões regulamentou a concorrência na licitação de concessões para projectos de geração, distribuição e transmissão de energia eléctrica. Além disso, foi criada a figura do consumidor livre (consumidores com carga maior ou igual a 3 MW atendidos em alta tensão podem escolher seu fornecedor de energia eléctrica) e a figura do Produtor Independente de Energia Eléctrica (PIE)¹¹.

Diante a uma reestruturação tão profunda do sector eléctrico, era preciso a criação de novos agentes visando a criação de uma nova estrutura organizacional. A criação da Agência Nacional de Energia Eléctrica (Aneel), do Mercado Atacadista de Energia (MAE) e do Operador Nacional do Sistema (ONS) alteraram o ambiente organizacional até então vigente. Segundo COSTA (2006), a Aneel foi criada com a responsabilidade de estabelecer o marco regulatório do sector possuindo as atribuições de estabelecer os critérios de tarifação e de acesso a rede, realizar licitações para a geração, transmissão e distribuição, autorizar novas plantas de energia e supervisionar os acordos de concessão. Por sua vez, o MAE foi criado com o objectivo de ser o ambiente onde seria transaccionada a energia eléctrica do sistema interligado (Sistema Interligado Nacional que entrou em operação a partir de 1999 com a construção da linha de transmissão Norte-Sul), enquanto que o ONS foi criado com o intuito de ser um agente neutro com a função de coordenar e controlar os despachos das usinas e da operação do sistema interligado.

¹⁰ Lei 8.987/95 alterada pela Lei 9.791/99.

¹¹ Lei 9074/95, complementar a Lei 8987/95.

Antes da conclusão da reforma do sector eléctrico, onde as privatizações não foram concluídas e a incerteza sobre o marco regulatório dificultava a atração de investimentos privados, o sector eléctrico brasileiro sofreu uma grave crise de desabastecimento que evidenciou as fragilidades da própria reforma que se tentou implementar no sector. Segundo SOUZA (2003), citando ROSA (2001), a crise energética de 2001 ocorreu devido basicamente a três motivos:

- condições climáticas (o nível dos reservatórios chegou a apenas 19% e 2001 teve reduzida precipitação);
- ausência de investimentos, tanto privados como estatais, na expansão da capacidade;
- “timing” do processo de reestruturação.

Como resposta à crise, foi criada a Câmara de Gestão da Crise de Energia Eléctrica (CGCE), a qual adoptou a medida de estabelecer um plano de racionamento de energia eléctrica que teve grande êxito. Além disso, a CGCE criou o Programa de Energia Eléctrica Emergencial com o objectivo de aumentar a capacidade termoeléctrica, a qual deveria funcionar como “*backup*” do sistema.

A crise energética foi a constatação que o modelo liberalizante implementado não foi capaz de atrair investimentos privados que garantissem a adequada expansão da oferta. O Partido dos Trabalhadores assumiu o governo brasileiro em 2003 optando por reestruturar o sector eléctrico. O governo petista adoptou um modelo intermediário entre o monopólio integrado verticalmente vigente até o início da década de 90 e o modelo liberalizante implementado pelo governo FHC. Considerando a importância do sector no crescimento económico do país, o novo governo recolocou o Estado como agente central do sector eléctrico, pois sendo um sector estratégico o governo deve adoptar um planeamento determinativo no sector e fiscalizar seu cumprimento, diferenciando-se do planeamento indicativo do governo anterior. Segundo SOUZA (2003), a defesa do planeamento determinativo se baseia na ineficiência dos sinais de mercado de proverem soluções “ex-ante” em cenários de oferta escassa, logo ocorre o colapso do sistema como no caso brasileiro e do estado norte-americano da Califórnia. O retorno da

participação do Estado como agente do sector eléctrico fica explicitado com a política de expansão da geração baseada em investimentos por parte das empresas estatais, parcerias entre empresas públicas e privadas e o investimento privado em pequenas centrais hidroeléctricas, térmicas e fontes alternativas de energia, as quais terão uma política pública específica nos casos onde apresentem problemas de competitividade.

O investimento privado em termoeléctricas e nas fontes alternativas de energia requer especial atenção, pois o novo ambiente institucional do sector altera a actuação dos produtores independentes de energia. O modelo liberalizante do governo FHC pressupunha que as forças de mercado emitiriam os sinais necessários para a actuação dos PIE e mais especificamente na geração eléctrica por fontes alternativas, ou seja, o aumento do custo marginal das fontes convencionais de geração acabariam por tornar competitivas fontes alternativas de energia, logo uma política pública específica não se justificaria. Contudo, diante da incapacidade das forças de mercado na gestão do sector eléctrico em função das características intrínsecas do sector eléctrico, já analisadas anteriormente, o Estado retornou ao epicentro do sector eléctrico, seja através dos investimentos de empresas estatais, seja através da determinação de uma política energética que contenha um planeamento determinativo e seu posterior cumprimento que garanta a expansão da oferta. Logo, para que o planeamento determinativo seja de facto cumprido o governo precisa adoptar políticas objectivas de incentivos às fontes menos competitivas, emitindo aos agentes privados os sinais que as forças de mercado não são capazes de emitir. O governo do Brasil faz isto via leilão e via programas específicos tipo PROINFA.

Costa (2006) denomina o “Novo Modelo do Sector Eléctrico” instituído em Março de 2004 com a publicação das Leis 10.847/04 e 10.848/04 como sendo a “Reforma da Reforma”. Segundo a autora, os principais objectivos do novo modelo é garantir um marco regulatório estável associado à modicidade e segurança do suprimento. Além disso, no modelo implementado a expansão da oferta de electricidade deve ocorrer prioritariamente utilizando o potencial hídrico do país. Em termos institucionais, foi criado a Câmara de Comercialização de Energia Eléctrica (CCEE) em substituição ao MAE e o Comité de Monitoramento do Sistema Eléctrico (CMSE).

Além destes, foi criada a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) com a função de fornecer dados para que se possa estabelecer um planeamento estratégico para o sector através de estudos para a definição da matriz energética brasileira e planeando a expansão do sector eléctrico. A figura a seguir ilustra a nova configuração do sector eléctrico brasileiro:

Figura 5 – Estrutura do Novo Modelo de 2004



Fonte: COSTA (2006).

A figura 6 ilustra o novo desenho organizacional do sector eléctrico brasileiro no que se refere à comercialização de energia eléctrica. O novo modelo é marcado pela presença de dois ambientes de contratação de energia eléctrica. No Ambiente de Contratação Regulada (ACR) geradores, comercializadores e importadores podem vender via leilão energia às empresas distribuidoras, desde que os contratos de venda apresentem um lastro físico de geração. Por sua vez, o Ambiente de Contratação Livre (ACL) permite negociações de compra e venda entre geradores, comercializadores, consumidores livres e importadores/exportadores, apenas os distribuidores não podem negociar no ambiente de contratação livre. Cabe frisar, que o distribuidor pode adquirir até 10% de sua energia a partir de geração distribuída no ACL.

Figura 6 – Ambientes de Contratação no Novo Modelo



Fonte: COSTA (2006).

Com o intuito da modicidade tarifária, o mecanismo implementado para contratação de energia elétrica por parte das distribuidoras foi o mecanismo de leilão com o critério de menor tarifa associado ao estabelecimento de contratos bilaterais de longo prazo. De acordo com COSTA (2006), as distribuidoras devem contratar sua energia com uma antecedência de cinco anos, sendo a segurança do suprimento garantida através de leilões de ajustes. A energia elétrica gerada por fontes alternativas de energia também podem participar do leilão, entretanto, para que sejam comercializadas se o preço atingir níveis que as tornem competitivas. Como será visto em detalhes na secção 3.5, apenas a geração a partir da biomassa possui comercialização viabilizada aos níveis de preço actuais dos leilões.

O aumento do poder de decisão do Estado brasileiro no comando do sector eléctrico reverteu a tendência liberalizante anterior. A presença da iniciativa privada através dos produtores independentes de energia, dos comercializadores e dos consumidores livres diferencia o ambiente organizacional vigente do modelo de monopólio integrado verticalmente. Porém, a presença de holdings actuando em diferentes segmentos da produção de energia eléctrica como a Cemig e a Copel, tornam o desenho organizacional vigente bastante distante do modelo liberalizado. Portanto, o desenho institucional do sector eléctrico brasileiro situa-se mais próximo da integração vertical com liberalização, modelo onde empresas totalmente verticalizadas convivem com empresas especializadas nos segmentos competitivos da cadeia produtiva.

3.5 – A Co-Geração Sucroalcooleira

A co-geração no Brasil ainda está muito aquém do seu potencial. Os sectores que mais frequentemente estão adoptando a co-geração são indústrias que possuem subprodutos do processo produtivo que podem ser utilizados como combustível. Dentre os sectores que empregam a co-geração, o sector sucroalcooleiro é aquele que apresenta maior capacidade instalada e apresenta a maior produção de energia. O sector sucroalcooleiro é historicamente um sector auto-suficiente em termos energéticos. Porém, o sector possui potencial de geração de energia eléctrica excedente que poderá ser comercializada no mercado livre e mesmo no mercado cativo. Logo, é necessário contextualizar a importância do sector sucroalcooleiro na economia brasileira, seu potencial de co-geração e os motivos do hiato produtivo na geração de energia eléctrica.

3.5.1 – O Sector Sucroalcooleiro Brasileiro

Desde o cultivo da cana-de-açúcar no Brasil-Colónia até a posição actual de maior produtor mundial de açúcar e álcool, o sector sucroalcooleiro possui considerável importância na economia nacional tendo acompanhado seu desenvolvimento tecnológico, sendo hoje um exemplo do elevado grau de desenvolvimento do agronegócio brasileiro, de acordo com RODRIGUES (2005). Embora durante muitos séculos o cultivo da cana-de-açúcar tenha sido destinado a produção de açúcar e ainda

hoje significativa parcela do cultivo da cana-de-açúcar brasileira se destine a produção de açúcar, o açúcar é apenas uma *commodity* agrícola e desta forma seu potencial estratégico é limitado. A importância estratégica do sector sucroalcooleiro está associada ao potencial energético da cana-de-açúcar, potencial este explorado essencialmente através da produção de álcool como combustível de automóveis. Portanto, é necessário se fazer uma contextualização do sector sucroalcooleiro brasileiro como ofertante de energia.

Os Choques do Petróleo na década de 70 foram o primeiro grande alerta ao mundo dos riscos inerentes a excessiva dependência de combustíveis fósseis. O preço do barril do petróleo que era de US\$ 2,5 em 1973 passou a US\$ 34,4 em 1981, equivalendo a um preço actual acima dos US\$ 80. Um aumento de tal dimensão gerou incertezas sobre a segurança energética mundial e a competitividade das economias dependentes da importação de petróleo. A necessidade de redução da dependência era maior nos países onde a restrição de divisas era mais severa, como no caso brasileiro.

Segundo INEE (2005), o governo brasileiro adoptou medidas conjunturais como a elevação do preço da gasolina visando reduzir o consumo, políticas de incentivo as exportações para tentar atenuar a restrição de divisas, maior aproximação com os países produtores de petróleo visando o suprimento do mesmo e mercado para as exportações brasileiras e aumento da produção nacional de petróleo. Porém, tais medidas eram emergenciais, algumas como o aumento da gasolina visando reduzir o consumo eram recessivas contrastando com o Segundo Plano Nacional de Desenvolvimento, o qual visava manter o crescimento acelerado da economia através de investimentos nas indústrias de bens de capital e de insumos básicos. Logo, a política inovadora e que de fato possibilitaria o Brasil reduzir a participação relativa do petróleo em sua matriz energética foi a criação em 14 de Novembro de 1975 do Programa Nacional do Álcool. Este programa foi criado com o intuito de tornar o álcool utilizado em larga escala como combustível no sector de transportes, através de sua mistura a gasolina e posteriormente através da comercialização de veículos movidos a álcool.

A adopção do álcool como fonte energética alternativa ao petróleo no Brasil foi

possível por se tratar de um país tropical com uma área agricultável estimada em 320 milhões de hectares, apresentando um enorme potencial de geração de energia de biomassa. Além das questões ambientais é preciso considerar as questões económicas e de planeamento que permitiram a execução do programa. Um grande contingente de mão-de-obra disponível não restringiu o programa. Em termos de execução propriamente dita do programa, o tripé Estado – Iniciativa Privada – Centros de Pesquisa, o qual resultou em importantes sinergias no desenvolvimento do programa e da economia como um todo, foi essencial para a execução do projecto (FILHO, 2005). Um factor conjuntural que colaborou para a execução do programa foi crise no mercado internacional de açúcar, a qual possibilitou aos usineiros voltarem sua produção para a geração de álcool.

Os objectivos do Pró-Álcool eram de grande amplitude, não se restringido ao âmbito energético. O Pró-Álcool possuía como objectivo primordial a diminuição da dependência externa de energia, a qual se constitui em uma questão estratégica de segurança nacional. Uma meta que emergia como consequência natural da redução da dependência do petróleo era a melhora da balança de pagamentos. Além disso, o programa objectivava a redução das assimetrias de renda entre as diferentes regiões brasileiras e a geração de empregos, como metas socio-económicas básicas. Os investimentos do projecto acabariam por gerar conhecimento científico para o desenvolvimento de uma agroindústria moderna no Brasil.

RODRIGUES (2005) afirma que, dentre estes objectivos, a redução da dependência do petróleo foi plenamente atingida, pois entre 1976 e 2005 foram consumidos 275 mil milhões de litros de álcool combustível equivalentes a 240,8 mil milhões de litros de gasolina. Como consequência, o objectivo de economia de divisas também foi atingido, pois as importações evitadas contabilizaram 69,1 mil milhões de dólares, os quais aumentam para 126,4 mil milhões de dólares quando considerados os juros da dívida externa com um prêmio conservador de 2%, tais cifras são significativas para um país que em 2004 contabilizou reservas de divisas 58 mil milhões de dólares. Além disso, as sinergias resultantes do tripé Estado - Iniciativa Privada – Centros de Pesquisa foram de grande relevância. Segundo RODRIGUES (2005), entre outros, o Pró-Álcool é o responsável pela moderna agroindústria brasileira. Contudo, embora

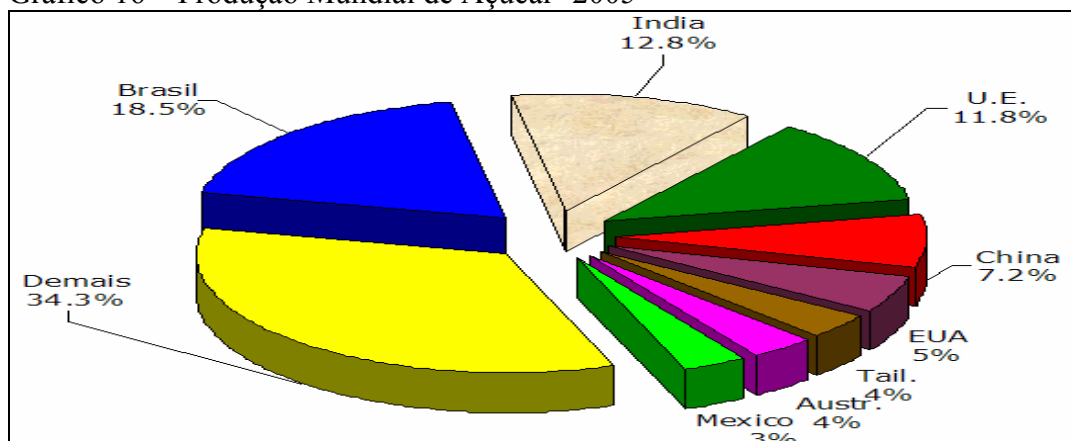
tenha gerado um elevado número de postos de trabalho, os objectivos sociais do programa não foram atingidos.

O início da década de 90 marca o término do Pró-Álcool, para isto contribuíram uma série de factores. A redução do preço do petróleo reduziu a necessidade de buscar fontes alternativas de energia, pois uma elevada participação de petróleo na matriz energética não gerava grandes ameaças. Um factor preponderante para o término do projecto foi a saída do Estado do mesmo. O sector mostrou-se imaturo para operar sem a participação do Estado. A saída do Estado foi a prova que sem os subsídios governamentais a implantação do Pró-Álcool teria sido impossível. A década de 90 foi marcada pela desregulamentação do mercado de álcool e um forte aumento na produção de açúcar oriundo do aumento dos preços do açúcar no mercado internacional e das exportações brasileiras.

O início do século XXI marca o começo do segundo ciclo expansivo da demanda por álcool combustível no mercado brasileiro através dos sucessivos aumentos do percentual de álcool anidro misturado a gasolina estabelecido pelo governo no final da década de 90 e pela introdução no mercado dos veículos *flex-fuel* (FFV), os quais alteraram de maneira significativa o mercado de veículos. Os veículos FFV ao serem movidos por gasolina, álcool ou qualquer combinação entre os dois, flexibilizam o mercado de combustíveis porque permitem que o efeito substituição seja o regulador do mercado. Os FFV representaram aproximadamente 75% das vendas de veículos leves novos no Brasil em 2006.

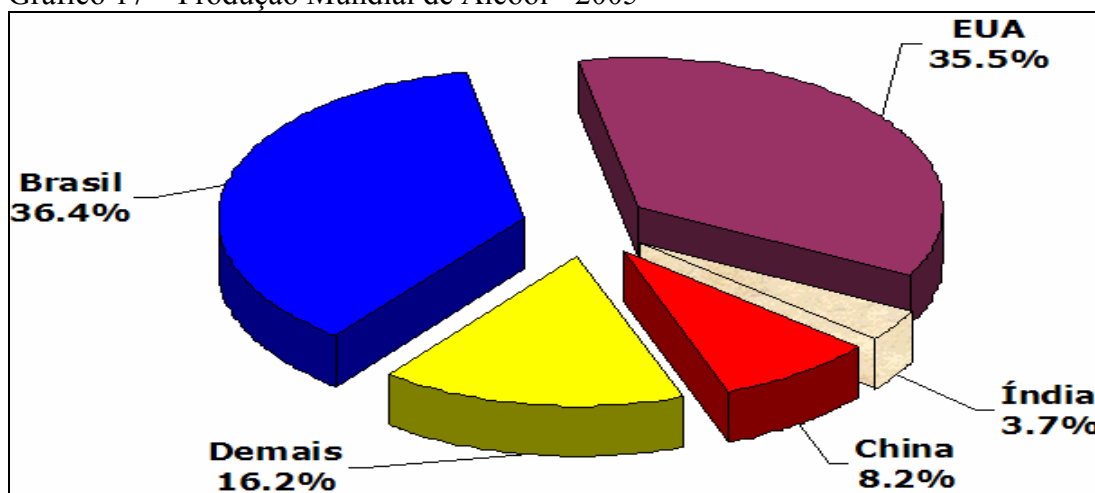
O sistema agro-industrial brasileiro de cana-de-açúcar é extremamente competitivo e avançado tecnologicamente, garantindo ao Brasil a posição de maior produtor e exportador de álcool e de açúcar sem a necessidade de conceder subsídios ao sector. Segundo TETTI (2005) na safra 2004/05 a exportação brasileira de açúcar representou 37,4% do mercado livre mundial enquanto que a exportação brasileira de álcool representou 50,4% do mercado livre mundial. Os dados a seguir referem-se a participação brasileira na produção mundial de açúcar e de álcool na safra 2004/05.

Gráfico 16 – Produção Mundial de Açúcar -2005



Fonte: RODRIGUES (2005).

Gráfico 17 – Produção Mundial de Álcool - 2005

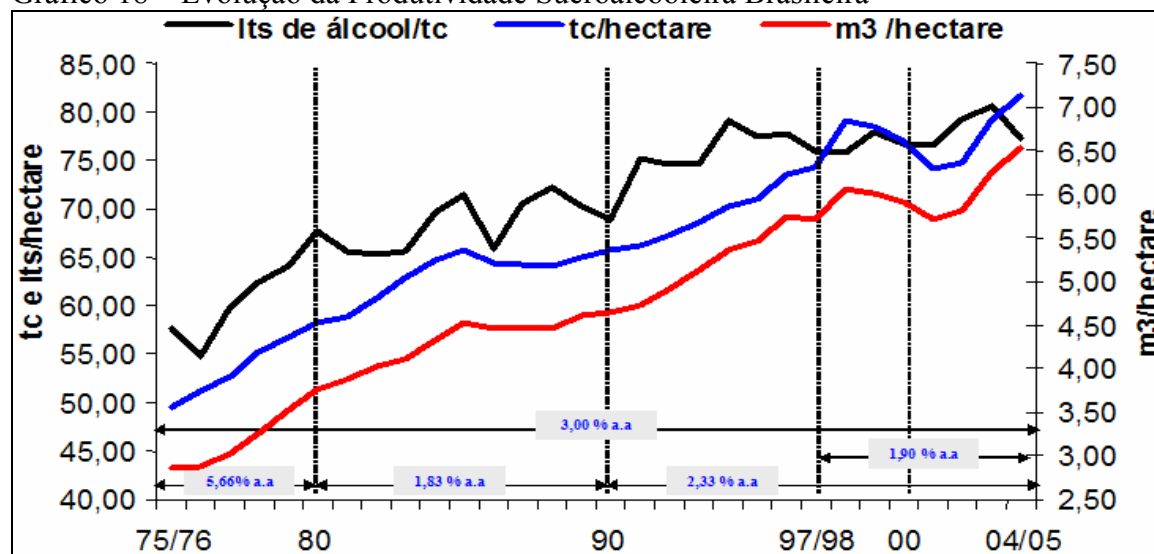


Fonte: RODRIGUES (2005).

A análise da produtividade do cultivo da cana-de-açúcar e das produções de álcool e açúcar mostra um crescimento contínuo ao longo dos últimos trinta anos, comprovando o desenvolvimento do sistema agro-industrial sucroalcooleiro brasileiro. De acordo com PARRA (2005), este desenvolvimento é fruto de investimentos em tecnologias e pesquisas e pode ser visualizado na variedade de canas cultivadas no Brasil, no aumento da mecanização da colheita, nos modernos sistemas de irrigação e no melhor aproveitamento dos subprodutos da produção de álcool e açúcar. Como ilustração, a União da Indústria de Cana-de-Açúcar investe anualmente em torno de 40 milhões de dólares em pesquisa e desenvolvimento. O desenvolvimento brasileiro na produção de álcool e açúcar associado as condições naturais tornaram os produtos brasileiros

extremamente competitivos. Segundo IEA (2004), o custo de produção de álcool no Brasil é de US\$0,23 por litro equivalente de gasolina enquanto que o custo de produção nos EUA é de US\$0,43 por litro equivalente de gasolina. O gráfico 16 apresenta os ganhos de produtividade no sector sucroalcooleiro brasileiro no período compreendido entre o início do Pró-álcool e a actualidade.

Gráfico 18 – Evolução da Produtividade Sucroalcooleira Brasileira



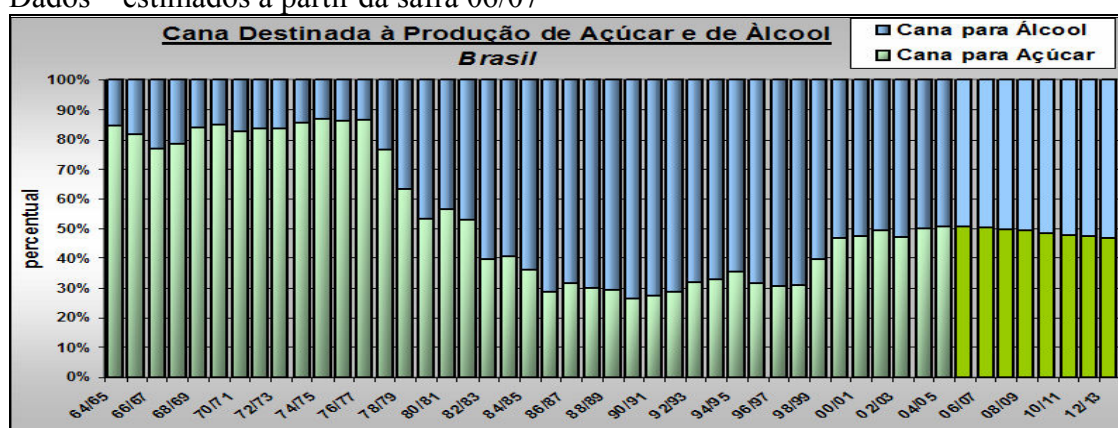
Fonte: TETTI (2005).

TETTI (2005) afirma que as excelentes perspectivas dos mercados interno e internacional de açúcar e álcool, verificadas actualmente, colocam o sistema agro-industrial sucroalcooleiro diante a um consistente ciclo expansionista. Uma série de factores contribuem para o crescimento do mercado para os produtos brasileiros, entre eles, a mitigação do proteccionismo no mercado internacional de açúcar, o aumento da demanda externa por biocombustíveis devido a necessidade de redução do consumo de combustíveis fósseis e o crescimento da demanda interna de álcool hidratado devido ao crescimento exponencial da participação dos FFV na frota brasileira. Este aumento da demanda pelas commodities sucroalcooleiras associado a competitividade brasileira no sector está gerando um grande dinamismo no sector com um significativo aumento da produção de álcool e do açúcar, em um segundo plano.

Após ficar estagnada com uma produção entre 6 e 8 milhões de toneladas de açúcar ao ano durante o período compreendido entre 1973 e 1992, a produção de açúcar

teve elevadas taxas de crescimento ao longo da década de 90 consolidando o Brasil na posição de maior produtor e exportador mundial de açúcar. O aumento de produção coincide com o declínio do Pró-Álcool, declínio este que permitiu o aumento da produção de açúcar. Esta flexibilidade na determinação do mix de produção entre álcool e açúcar é um factor estratégico do sistema agro-industrial sucroalcooleiro brasileiro, tal flexibilidade permitiu o Brasil influenciar o preço internacional do açúcar na década de 90 com o aumento de sua produção e elevar de maneira significativa suas exportações em um ambiente de forte protecção por parte dos países desenvolvidos. O gráfico a seguir mostra como o sector sucroalcooleiro aproveitou-se desta flexibilidade nos últimos quarenta anos e projecta o mix para os próximos anos:

Gráfico 19 – Mix entre a Produção de Açúcar e a Produção de Álcool (1965-2013)- Dados estimados a partir da safra 06/07

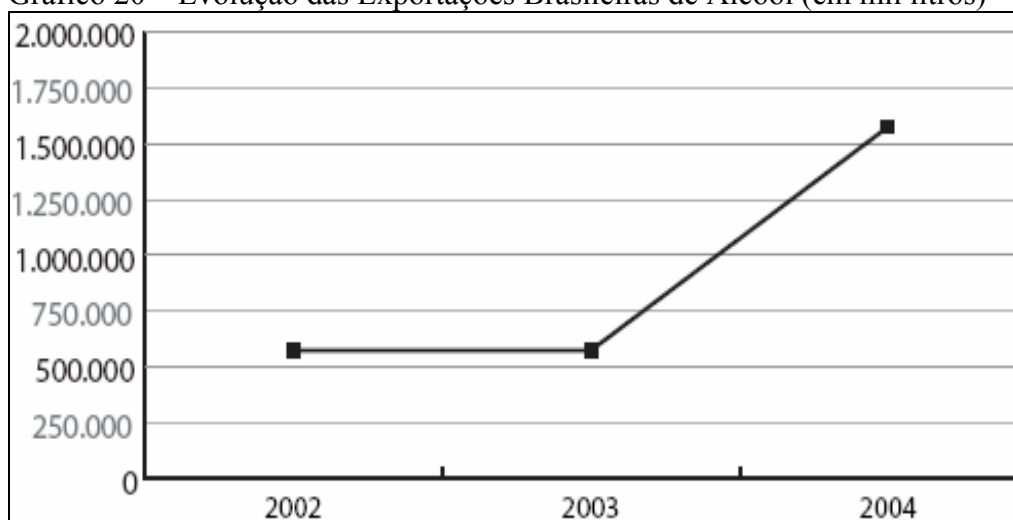


Fonte: INEE (2005).

No que se refere ao álcool, com o início de um novo ciclo expansivo no final da década de 90, algumas variáveis são determinantes nos altos níveis de demanda por álcool combustível projectados para os próximos anos. No âmbito do mercado interno, a evolução dos preços relativos dos combustíveis será um factor de grande relevância na demanda por álcool combustível, dado que influencia na opção do proprietário de um veículo FFV e nas vendas dos veículos FFV. Além disso, os níveis de mistura entre álcool anidro e gasolina também possuem forte impacto sobre a demanda de álcool combustível. Por fim, cabe salientar que a implementação do Programa Brasileiro de Biodiesel irá demandar aproximadamente 500 milhões de litros de álcool devido à utilização de álcool no processo de produção do biodiesel. No âmbito do mercado externo, a necessidade de reduzir a

participação das fontes fósseis de energia em suas matrizes energéticas tem levado a países como EUA, Japão e a União Europeia a utilizarem os biocombustíveis. No caso do álcool, o mesmo tem grande potencial para ser utilizado misturado a gasolina. Desta forma, as exportações brasileiras irão aumentar de forma exponencial nos próximos anos, sendo estimada em 6 mil milhões de litros em 2013 por INEE (2005). O gráfico a seguir mostra o crescimento das exportações de álcool carburante no início desta década:

Gráfico 20 – Evolução das Exportações Brasileiras de Álcool (em mil litros)



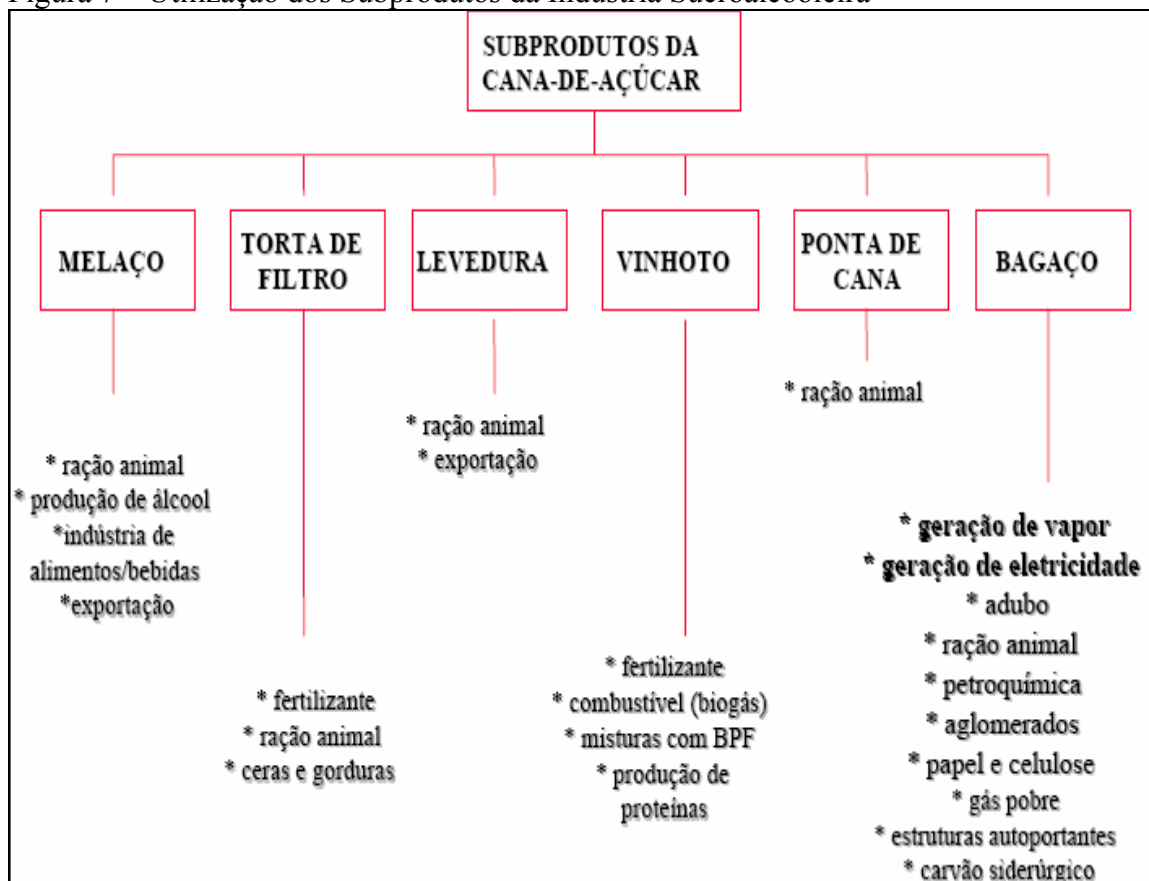
Fonte: IEL E SEBRAE (2005).

A produção brasileira de cana-de-açúcar destinada ao sector sucroalcooleiro na safra 2006/07 foi de aproximadamente 426 milhões de toneladas, com a produção de álcool contabilizando em torno de 17,5 mil milhões de litros e a produção de açúcar 30 milhões de toneladas de açúcar. Conforme RODRIGUES (2005), uma estimativa conservadora indica uma demanda por açúcar brasileiro de 39,82 milhões de toneladas em 20013, sendo 27 milhões de toneladas para a exportação e o restante para atender o mercado interno. Por sua vez, a demanda estimada para o álcool brasileiro é de 30,9 mil milhões de litros sendo 5,9 mil milhões de litros destinados a exportação. Para atender tal demanda é necessária a produção de 673 milhões de toneladas de cana em 2013.

A produção sucroalcooleira gera uma série de subprodutos, os quais durante muito tempo foram encarados como dejectos indesejáveis do sector. Porém, de acordo com PARRA (2005), o desenvolvimento tecnológico permitiu que tais subprodutos sejam

convertidos em produtos com as utilizações mais diversas, agregando valor a subprodutos que anteriormente se constituíam em um problema ao sector sucroalcooleiro, como se pode observar na figura abaixo:

Figura 7 – Utilização dos Subprodutos da Indústria Sucroalcooleira



Fonte: SOUZA (2003).

O bagaço é o maior dejecto da agroindústria brasileira, aproximadamente um terço do potencial energético da cana-de-açúcar é bagaço. Logo, a forma como a agroindústria sucroalcooleira utiliza este bagaço possui grande importância, pois o bagaço pode ser destinado desde a indústria petroquímica até a sua utilização como combustível, sua utilização mais frequente e tradicional.

3.5.2 – O Potencial da Co-Geração Sucroalcooleira

O potencial de co-geração de uma usina sucroalcooleira é função da tecnologia empregada. A opção histórica do sector sucroalcooleiro foi a utilização de tecnologias de

baixa eficiência, pois o objectivo primordial era a maximização da queima do bagaço. A opção pela maior queima possível do bagaço é oriunda das dificuldades de armazenamento e transporte do bagaço e da volatilidade do preço do bagaço. Conforme CORRÊA E RAMON (2002), o sector sucroalcooleiro brasileiro é auto-suficiente em 98% de suas necessidades energéticas, entretanto, a utilização de tecnologias mais eficientes podem gerar um expressivo excedente energético. A tecnologia padrão na indústria sucroalcooleira é o ciclo a vapor com turbina de contra-pressão. O ciclo convencional a vapor, conhecido como Ciclo de Rankine, consiste na utilização do calor originário da queima de um combustível para a geração de vapor em uma caldeira ou em um gerador de vapor. Tal vapor pode ser utilizado para gerar energia mecânica, electricidade ou ser utilizado simplesmente como energia térmica. O Ciclo de Rankine pode utilizar turbina de contra-pressão ou turbina de extra-condensação, a qual possui uma maior eficiência bastante superior as turbinas de contra-pressão tradicionalmente utilizadas no sector sucroalcooleiro.

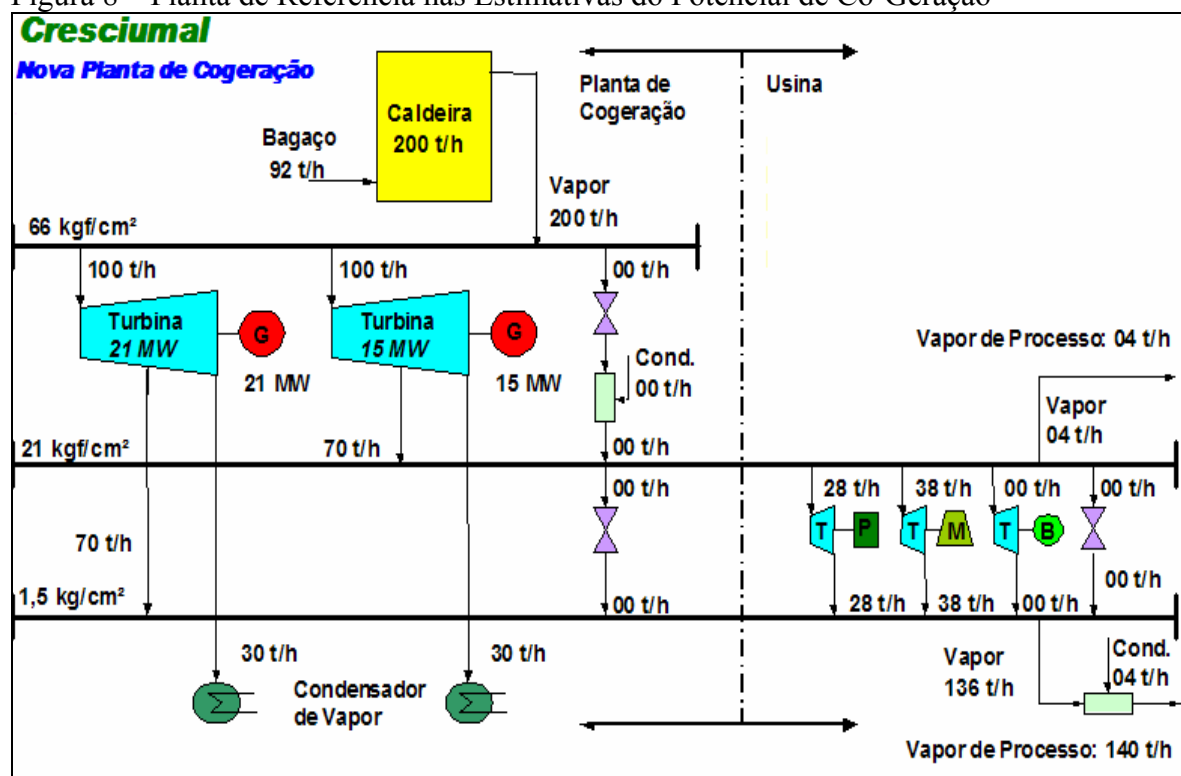
SOUZA (2003), citando COELHO (1999), relata as baixas pressões e temperaturas com que o vapor é gerado, os baixos rendimentos das turbinas e das caldeiras e a não utilização de reaquecimento nem de regeneração como as principais causas da baixa eficiência energética das usinas sucroalcooleiras. Neste sentido, existe um grande potencial para a geração de excedentes de energia eléctrica comercializáveis através da adopção de medidas que elevem a eficiência energética do sector sucroalcooleiro. A dimensão dos excedentes de energia eléctrica a ser comercializada é função dos aprimoramentos tecnológicos adoptados, os quais podem ir desde apenas trocar o turbogerador de contra-pressão por um de múltiplos estágios sem alteração da pressão da caldeira até a implementação de modernos sistemas de gasificação da biomassa em ciclos combinados.

Como ilustração do potencial de geração de energia eléctrica excedente por parte do sector sucroalcooleiro, irá se utilizar o estudo realizado por SOUZA (2003), no qual o autor compara geração de excedentes de energia eléctrica do sector sucroalcooleiro com investimentos em eficiência energética com a redução de consumo de energia eléctrica necessário para cumprir a meta do racionamento de energia eléctrica em 2001. Segundo o autor, caso as usinas localizadas no Estado de São Paulo instalassem uma caldeira de 81

bar em substituição a caldeira de 21 bar e as turbinas de contra-pressão fossem substituídas por turbinas de extra-condensação associado a um novo gerador, poderiam ter gerado na safra 2001/02, na qual foram produzidas 197.137.811 toneladas de cana, um excedente comercializável de energia eléctrica de 15.289,132 GWh, equivalentes a 2.184,162 GWh mensais. Em contra-partida, o racionamento impôs uma redução média mensal de 2.155 GWh a região Sudeste. Portanto, caso tivessem sido efectuados os investimentos relacionados anteriormente antes da crise de suprimento de energia eléctrica possivelmente não teria havido necessidade de redução do consumo de energia eléctrica.

No presente trabalho, com o intuito de compatibilizar o potencial técnico com a viabilidade económica, será adoptada como referência das estimativas do potencial de geração de excedentes de energia eléctrica a nova planta de co-geração da Usina Cresciumal. A adopção de um sistema de ciclo a vapor com turbinas de extra-condensação, caldeiras mais eficientes e o aumento da temperatura e da pressão do vapor permitirá a geração de 80 KWh de energia eléctrica excedente por tonelada de cana na Usina Cresciumal, segundo RIBEIRO (2005):

Figura 8 – Planta de Referência nas Estimativas do Potencial de Co-Geração



Fonte: RIBEIRO (2005).

Tabela 5 – Ganhos de Eficiência na Co-Geração da Usina Cresciumal

	Planta Antiga	Planta Nova
Eficiência das Caldeiras	75%	88%
Pressão do Vapor Principal	22 kg/cm ²	66 kg/cm ²
Temperatura do Vapor Principal	300 °C	520 °C
Produção de Vapor	163 t/h	200 t/h

Fonte: Adaptado de RIBEIRO (2005).

Com os investimentos realizados no aumento da eficiência energética, a Usina Cresciumal terá na safra 2010/11, na qual a usina estima moer 1.600 mil toneladas de cana, uma capacidade de geração instalada excedente de 30 MW durante o período de safra, o qual corresponde a 200 dias. A comparação com o excedente de energia eléctrica gerado na safra 2002/03 permite dimensionar o aumento de produção oriundo dos investimentos no aumento da eficiência energética, pois na safra 2002/03 com o processamento de 1.300.000 toneladas de cana foi disponibilizado apenas 1 MW de potência instalada para geração de energia eléctrica excedente durante o período da safra.

O pressuposto da adopção da tecnologia implementada na Usina Cresciumal em todo o sector sucroalcooleiro associado as estimativas de produção de cana-de-açúcar para os próximos anos resultam em significativos excedentes de energia eléctrica. Segundo RIBEIRO (2005), a moagem estimada de 560.000 mil toneladas de cana-de-açúcar na safra 2010/11 poderia gerar uma capacidade instalada de 10 GW durante o período de safra, equivalendo a produção de 44,8 TWh de energia eléctrica excedente. Com base nas estimativas conservadoras mencionadas anteriormente para a safra 2012/13, a moagem de 673.000 mil toneladas de cana poderão gerar 53,84 TWh de energia eléctrica excedente.

De acordo com SOUZA (2003), a viabilidade económica dos investimentos em tecnologias com maior grau de eficiência energética depende da vida útil da planta de co-geração já instalada, pois caso a planta da usina sucroalcooleira seja recente, os novos investimentos farão a usina incorrer em custos irre recuperáveis dado a especificidade dos activos. Porém, a maioria das plantas do sector sucroalcooleiro foram construídas no âmbito do Pró-Álcool e suas vidas úteis chegaram ao fim no início do século XXI. Desta

forma, as usinas podem optar em permanecerem operando com a tecnologia vigente que possui baixa eficiência energética ou investir em uma nova planta com maior eficiência energética e expandirem seus negócios para o mercado de electricidade. A subsecção seguinte analisa as causas da opção de muitas usinas em permanecerem operando com baixa eficiência energética em detrimento a realização de investimentos em tecnologias mais eficientes e a consequente venda dos excedentes de energia eléctrica gerados.

3.5.3 – Os Obstáculos à Geração de Electricidade no Sector Sucroalcooleiro

A oportunidade de investimento em tecnologias de co-geração mais eficientes não está sendo aproveitada de maneira óptima pelo sector sucroalcooleiro, pois um grande número de usinas está optando pela manutenção das plantas de baixa eficiência energética. SOUZA e AZEVEDO (2006a) enunciam que a opção do sector sucroalcooleiro se baseia na sua estratégia de priorizar o auto-suprimento energético em detrimento a comercialização de energia eléctrica. A utilização de tecnologias com menor eficiência energética é no caso geral suficiente para garantir a auto-suficiência energética. Segundo os autores, as usinas que comercializam excedentes de energia eléctrica estão aumentando sua capacidade geração com o intuito de atenderem o aumento de sua demanda energética no futuro com a expansão da produção sucroalcooleira, sendo a comercialização dos excedentes um negócio secundário. Os investimentos preventivos se justificam com o objectivo de responderem de forma imediata a aumentos da demanda por álcool e açúcar e pelo efeito escala, o qual justifica um sobre-investimento devido a redução do custo do MW instalado.

A lógica económica da integração vertical do sector sucroalcooleiro é baseada na necessidade de suprimento da demanda energética da produção sucroalcooleira a baixos custos para que não se comprometa a competitividade dos seus produtos. Conforme SOUZA e AZEVEDO (2006a), a comercialização de energia eléctrica apresenta custos elevados de transacção ocasionando uma significativa diferença entre o preço de venda da electricidade e o preço de compra, logo o suprimento da demanda via mercado teria um forte impacto sobre a competitividade do sector. Segundo os autores, o custo do MWh gerado para consumo próprio em 2003 era de R\$ 22,34 enquanto que o MWh adquirido no

mercado pela usina teria o custo de MWh R\$ 142,85. Sendo um sector energo-intensivo, o auto-suprimento não é apenas uma opção e sim uma necessidade do sistema agroindustrial sucroalcooleiro. A integração vertical possui uma vantagem adicional de custo oriunda do processo de co-geração, o qual permite que se produza energia térmica e energia mecânica (eléctrica) a um custo menor do que ocorreria no caso de produções segmentadas.

Os custos de comercialização de energia eléctrica justificam a opção pelo auto-suprimento, o qual pode ser obtido com tecnologias de reduzida eficiência energética. Porém, dado o imenso potencial de geração de excedentes de energia eléctrica comercializáveis é necessária uma análise mais detalhada dos motivos que levam muitos agentes do sector sucroalcooleiro a preterirem a comercialização de excedentes energia eléctrica. Atribuir ao conservadorismo e à falta de informações dos usineiros a falta de investimentos em tecnologias com maior eficiência energética é uma interpretação bastante simplória e questionável devido ao elevado desenvolvimento do sector sucroalcooleiro brasileiro. A análise precisa dos obstáculos à produção de excedentes de energia eléctrica requer o estudo do ambiente organizacional dos sectores eléctrico e sucroalcooleiro, pois é neste âmbito que existem entraves a comercialização dos excedentes de energia eléctrica. As incertezas ocasionadas pelas constantes alterações do marco regulatório, o preço do MWh pago ao agente sucroalcooleiro, o custo de oportunidade da utilização do bagaço como combustível, as linhas de financiamento disponíveis e as incertezas do mercado de carbono são os principais obstáculos actuais para que os usineiros visualizem a venda de energia eléctrica como mais um ramo de negócio rentável.

A) As Incertezas do Ambiente Institucional

A existência de um marco regulatório estável com a garantia do cumprimento de contratos ente os agentes económicos, sejam eles públicos ou privados, é uma condição necessária para a promoção do investimento privado. A instabilidade do ambiente institucional do sector eléctrico brasileiro ao longo dos últimos vinte anos se constituiu em um sério obstáculo a atracção de investimentos privados, sendo uma das causas primordiais da crise de energia eléctrica no início do século XXI. O actual marco regulatório possui uma directriz mais favorável à promoção das fontes renováveis de energia eléctrica

comparado ao modelo implementado no governo FHC. O ambiente institucional vigente prevê políticas específicas para a promoção das fontes renováveis de energia eléctrica, como é o caso do Programa de Incentivos às Fontes Renováveis de Energia na Geração de Eletricidade (PROINFA), criado no ano de 2002 ainda no governo FHC.

O PROINFA tinha o objectivo de incentivar a fornecer energia eléctrica oriunda de fontes renováveis, mais precisamente energia eólica, pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) e biomassa, ao sistema interligado nacional. O programa foi dividido em duas fases distintas, a primeira fase do programa tinha como objectivo a contratação de 3.300 MW divididos igualmente entre as três fontes de energia, posteriormente esta divisão foi revista devido ao reduzido número de projectos de biomassa. A energia contratada foi remunerada com um *preço-premium*, o qual irá variar de acordo com a fonte energética, sendo a energia gerada a partir do bagaço de cana a energia com menor prêmio. Por sua vez, a segunda fase do PROINFA teria como objectivo que em 2020 as fontes renováveis de energia eléctrica (eólica, PCHs e biomassa) supram 10% do consumo anual de energia eléctrica brasileiro, para isto a partir de 2006 tais fontes de energia deveriam ser responsáveis por 15% do crescimento anual do consumo de energia.

O PROINFA consistiu em uma chamada pública para contratação de energia renovável com preço e quantidade pré-definidas por parte da Eletrobrás. Ao mesmo tempo, o PROINFA demonstrou como um ambiente institucional incerto dificulta a atracção de investimento privado. A energia contratada no PROINFA 1 deveria entrar em operação até o final de 2006. Contudo, no início de 2006 apenas projectos que totalizavam 500 MW estavam em construção, logo o prazo para a entrada de operações do projecto foi adiado para o final de 2008. O atraso na construção dos projectos pode ser atribuído a dificuldade dos investidores em cumprirem às exigências do BNDES para a obtenção de linha de financiamento, a realização de algumas chamadas públicas até completar os 3300 MW devido ao reduzido número de projectos de biomassa e principalmente as incertezas da regulamentação do PROINFA 2 que criaram um cenário adverso à atracção ao investimento privado, o qual requer uma política clara e de longo prazo. Por exemplo, dada a exigência de 60% de nacionalização dos equipamentos na primeira fase do PROINFA, uma das maiores dificuldades da implementação dos projectos eólicos tem sido a

difficuldade dos ofertantes de aerogeradores de atenderem a demanda do PROINFA 1, dada a incerteza referente a política que irá ser adoptada de incentivos as fontes renováveis de energia eléctrica. O maior exemplo de instabilidade institucional é o abandono do PROINFA 2 e a adopção do sistema de leilão de fontes renováveis de energia a partir de 2007.

Tabela 6 – Contratação no PROINFA 1

Fonte de Energia	Potência Contratada (MW)
Eólica	1422,922
PCH	1191,24
Biomassa	685,24
Total	3299,40

Fonte: Adaptado de COSTA (2006).

B) O Acesso à Rede e a Comercialização

Segundo SOUZA (2003), as regras de comercialização da energia gerada pelos PIE foram definidas em 1996. Porém, a ausência de regulamentação referente ao acesso dos PIE à rede de transmissão e a rede de distribuição concedeu as concessionárias locais um poder de monopólios sobre os PIE. As condições de acesso aos segmentos de rede foram estabelecidos pela Aneel na Resolução 281 promulgada em 1999, desde então os co-geradores sucroalcooleiros estão aptos a comercializarem com consumidores livres e comercializadores independente de suas localizações geográficas. SOUZA e AZEVEDO (2006a) mostram a partir de estudos com usinas comercializadoras de excedentes energia eléctrica que os custos de utilização da rede não são um obstáculo a comercialização de excedentes. Cabe frisar, que a energia eléctrica oriunda de fontes alternativas de energia possui tarifa de uso da rede subsidiada em 50% para geradores com potência de até 30 MW.

As políticas públicas de incentivo a fontes alternativas de energia se justificam pela necessidade de internalizar as externalidades positivas destas fontes, as quais na maioria dos casos não são competitivas com as fontes tradicionais sem uma política pública adequada. Dentro desta lógica, o PROINFA 1 estabeleceu preços prémios que viabilizem as fontes alternativas de energia eléctrica. Contudo, o *preço-premium* da energia da

biomassa de bagaço da cana de R\$106,00/MWh (a preços de Julho de 2006) não foi atractivo aos investidores sucroalcooleiros. Segundo COSTA (2006), o *preço-premium* oferecido não viabilizava novos empreendimentos com tecnologias mais eficientes. A energia de biomassa da cana ofertada no PROINFA 1 é oriunda de empreendimentos já em operação e pouco eficientes, pois os empreendimentos mais modernos optaram pelo leilão de energia nova, no qual a termoelectricidade foi negociada por aproximadamente R\$130,00/MWh, confirmando que o *preço-premium* oferecido era baixo. A autora ressalta a peculiaridade da geração de electricidade a partir do bagaço da cana-de-açúcar não compor o *core-business* do investidor, sendo uma actividade originária da utilização dos resíduos de suas actividades económicas principais, a produção de álcool e de açúcar.

O modelo “parcialmente” liberalizado implementado no sector eléctrico brasileiro com a garantia de acesso a rede modificou de maneira substancial a remuneração da energia eléctrica sucroalcooleira, pois o acesso a rede mitiga o poder monopsônico da distribuidora local e concede poder de barganha ao gerador sucroalcooleiro. O sistema de leilões e a possibilidade do co-gerador vender sua energia eléctrica directamente a consumidores livres ou vendê-la a comercializadores tornou o mercado anteriormente monopsônico da concessionária local em um mercado contestável¹², obrigando a mesma a remunerar de forma mais adequada o gerador sucroalcooleiro devido a presença de uma efectiva concorrência potencial.

Dentre as fontes alternativas de geração de energia eléctrica, a electricidade co-gerada no sector sucroalcooleiro é a fonte com maiores condições de concorrer com as fontes tradicionais de energia, vide o resultado do leilão de energia nova anteriormente mencionado. Dentro do novo arcabouço institucional do sector eléctrico brasileiro, os excedentes de energia eléctrica sucroalcooleiros podem ser transaccionados no ambiente de contratação regulada ou no ambiente de contratação livre.

No ambiente de contratação regulada, as usinas sucroalcooleiras que não ofertam energia firme, ou seja, energia durante o ano todo, possuem um ranking inferior as usinas que ofertem energia firme, pois o número de MWh ofertados é uma das variáveis da

¹² Um mercado onde não existam custos de entrada e saída da indústria e a tecnologia esteja disponível aos concorrentes potenciais é definido como um mercado contestável.

metodologia do ranking adoptado no leilão de energia nova. A oferta de energia firma requer o armazenamento de bagaço para a entre-safra, o que acarreta custos, ou então a adopção de uma oferta *flex-fuel*, na qual se utiliza o bagaço no período da safra e outro combustível no período de entre-safra. Os leilões de energia nova estabelecem contratos de longo prazo dos geradores com as distribuidoras. Como mencionado anteriormente, as distribuidoras que possuem actuação restrita ao ACR podem contratar até 10% de sua energia no sistema de geração distribuída através de contratos bilaterais entre os geradores e as distribuidoras estabelecidos no ACL. Além da venda às distribuidoras na forma de geração distribuída, no ACL, os co-geradores sucroalcooleiros poderão comercializar seus excedentes de energia eléctrica com consumidores livres e comercializadores, os quais possuem muito interesse na bioelectricidade dada a sua complementariedade com a energia hídrica, resultando em ganhos para o sistema interligado.

Conforme SOUZA (2003), dentre os consumidores que cumprem as exigências para serem consumidores livres, um reduzido número tem exercido esta opção. O conservadorismo destes consumidores se deve a garantia de suprimento ao consumidor cativo garantida pelo órgão regulador, a qual não ocorre no caso do consumidor livre que possui apenas a garantia do fornecedor. Segundo o autor, para que a energia eléctrica sucroalcooleira seja demandada por consumidores livres, a mesma deve ter um preço inferior àquele cobrado pelas distribuidoras, o que de facto não se verifica, pois a política de subsídios cruzados¹³ adoptada pelas distribuidoras permite que a tarifa cobrada aos consumidores potencialmente livres seja bastante competitiva. Por fim, é preciso se considerar que a venda de electricidade não é o core-business do agente sucroalcooleiro nem do consumidor livre. Logo, os custos de transacção originários da assimetria de informações tornam-se elevados. Neste contexto, muitos agentes sucroalcooleiros optam por venderem seus excedentes de energia eléctrica a um comercializador, o qual por ter a venda de energia eléctrica como seu core-business efectua a transacção com menores

¹³ Subsídio cruzado é uma política tarifária na qual os consumidores residenciais possuem tarifas mais elevadas permitindo que a distribuidora forneça energia eléctrica aos consumidores industriais com tarifas menores. Contudo, no Brasil tal prática vem sendo abolida e se encerra definitivamente em 2007. Com este intuito, a Aneel vem autorizando uma mesma distribuidora realizar reajustes anuais aos consumidores industriais superiores aos reajustes anuais dos consumidores residenciais. Diante a este cenário, as distribuidoras pertencentes a uma holding estão adoptando a estratégia de mercado de incentivar a migração do consumidor industrial do mercado cativo, atendido pela distribuidora, para o mercado livre estabelecendo contrato com a comercializadora do mesmo grupo mantendo a receita da holding.

custos.

Desta forma, SILVESTRIN (2005) afirma que a bioelectricidade sucroalcooleira pode ser comercializada através de leilões dentro do âmbito do ACR ou no ACL de forma complementar às fontes hídricas ou como geração distribuída dentro do limite de até 10% que as distribuidoras possuem de contratar de geração distribuída através de contratos bilaterais. A maior oportunidade para a energia eléctrica sucroalcooleira encontra-se nos leilões de energia nova, seja os leilões de energia termoeléctrica, seja em leilões de energia renovável. Contudo, não se pode desprezar a possibilidade de comercialização no âmbito do ACL através de contratos de médio prazo que visem complementar às fontes hídricas resultando em sinergias entre as fontes e reforçando a segurança do suprimento assim como os contratos de curto prazo de contratação pelas de geração distribuída pelas distribuidoras. COSTA (2006) ressalva que o sector sucroalcooleiro até o momento tem mostrado preferência por contrato de curto prazo, os quais são transaccionados no ambiente de contratação livre. O relevante a ser frisado é que o actual ambiente organizacional do sector eléctrico brasileiro, dada a competitividade da energia eléctrica sucroalcooleira, permite a comercialização dos excedentes de energia eléctrica gerados pelas unidades sucroalcooleiras, logo a comercialização não se constitui mais em um obstáculo a co-geração sucroalcooleira em larga escala.

C) O Custo de Oportunidade da Utilização do Bagaço como Combustível

Como fora mostrado na figura 7, o bagaço da cana-de-açúcar possui uma série de utilizações alternativas, logo existe um custo de oportunidade inerente a utilização do bagaço como combustível, o qual pode ser elevado para a usina. As alternativas mais relevantes para o uso do bagaço são sua venda in natura para outras usinas assim como para outros sectores industriais, a produção de bens petroquímicos (alcoolquímicos) de maior valor agregado e futuramente a produção do álcool de celulose, sendo esta última a que deve ser analisada com mais cuidado devido a demanda crescente por álcool e o mesmo ser uma das actividades-fim do investidor. Porém, é preciso se considerar que o Brasil ainda possui uma imensa área para a expansão do cultivo da cana com o intuito de atender a demanda crescente por álcool combustível, sendo fundamental ressaltar que o

custo de produção do álcool de celulose projectado pelo IEA (2004) após 2010 com o desenvolvimento tecnológico ainda será aproximadamente 20% superior ao custo de produção do álcool de cana-de-açúcar. Por outro lado, a utilização da palha (folhas e pontas) representa uma imensa quantidade adicional de biomassa a ser utilizada como combustível ou para usos alternativos e a crescente mecanização da colheita no lugar das queimadas irá aumentar de forma significativa a disponibilidade de palha. Logo, os usos alternativos do bagaço não constituem um obstáculo relevante na geração dos excedentes de energia eléctrica por parte do sector sucroalcooleiro.

D) O Financiamento do Investimento

A obtenção de financiamento de longo prazo com uma taxa de juros atractiva é um tradicional entrave ao crescimento da economia brasileira, logo qualquer investimento tem a obtenção de crédito como um obstáculo. Os investimentos na geração de electricidade requerem elevadas somas de capital dado o carácter capital-intensivo da indústria eléctrica. A reduzida escala da capacidade de geração das usinas sucroalcooleiras representam uma desvantagem de custos em relação ao custo do investimento de grandes usinas termoeléctricas, entretanto, por outro lado o facto das usinas sucroalcooleiras já possuírem plantas termoeléctricas necessitando apenas de implementar tecnologias mais eficientes resulta em uma considerável redução do custo do investimento. Conforme COSTA (2006), o custo de investimento na geração de energia eléctrica no sector sucroalcooleiro varia entre US\$ 222/KW e US\$ 1650/KW, de acordo com a tecnologia implementada na planta co-geradora.

Portanto, nota-se que o montante financeiro necessário para a realização do investimento é significativo com o agravante de ser um investimento em um projecto que não é a actividade principal do sector. Desta forma, a promoção dos investimentos na geração de excedentes de energia eléctrica no sector sucroalcooleiro requer uma política de incentivos ao sector e a disponibilidade de linhas de crédito específicas. A engenharia financeira do projecto de co-geração pode utilizar linhas de financiamento específicas

como à disponibilizada pelo BNDES¹⁴ assim como efectuar um project finance, entretanto, o foco de análise do presente trabalho é a participação dos créditos de carbono como parte dos recursos financeiros necessários para o investimento. Logo, se adoptará o pressuposto que a empresa irá realizar o investimento financiando 50% com recursos próprios e os demais 50% com a linha de crédito disponibilizada pelo BNDES e irá se comparar a taxa de retorno sobre o investimento no cenário onde não existe a comercialização de créditos de carbono com o cenário onde os créditos de carbono gerados pela geração de excedentes de energia eléctrica sucroalcooleira são comercializados.

¹⁴ O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) tem como objectivo apoiar empreendimentos que contribuam para o desenvolvimento do país.

4 – OS CRÉDITOS DE CARBONO E A INTERNALIZAÇÃO DAS EXTERNALIDADES AMBIENTAIS POSITIVAS

O capítulo anterior mostrou que a actual estrutura do sector eléctrico permite a inserção da bioelectricidade sucroalcooleira na matriz eléctrica brasileira, inserção esta que deve ocorrer de forma imediata ao se considerar a conjuntura energética e ambiental actual a nível mundial. O conservadorismo de muitos agentes do sector diante a circunstâncias tão favoráveis à promoção de investimentos em plantas de co-geração mais eficientes apenas pode ser justificado pelo fato das externalidades económicas, sociais e principalmente ambientais não estarem internalizadas no preço pago aos agentes sucroalcooleiro pela bioeletricidade gerada.

A receita oriunda da venda dos créditos de carbono, os quais a bioelectricidade tem direito por se tratar de uma fonte de energia renovável que não emite GEE, pode funcionar como um prêmio a remuneração da bioelectricidade que incentive os empresários sucroalcooleiros a realizarem investimentos em tecnologias mais eficientes com a certeza que serão remunerados de forma justa com a adequada internalização das externalidades ambientais da bioelectricidade sucroalcooleira.

4.1 – Os Créditos de Carbono

Conforme analisado no capítulo 2, os países do Anexo I assumiram no Protocolo de Quioto o compromisso de reduzirem suas emissões de GEE em 5,2% em relação às emissões registradas em 1990. Como fora discutido anteriormente, para que tal meta seja efectivamente cumprida foram disponibilizados aos países do Anexo I alguns mecanismos de flexibilização, entre eles, o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, o qual é o único mecanismo de flexibilização que o Brasil pode participar. Dado o grande potencial de desenvolvimento de projectos de reflorestamento, utilização de fontes renováveis de energia e aumento de eficiência energética estima-se que o Brasil possa ter 10% de participação no mercado mundial de créditos de carbono (SOUZA e AZEVEDO, 2006b).

4.1.1 – Mercado Mundial de Carbono

A compreensão do mercado de créditos de carbono necessita de um conhecimento prévio de suas segmentações. A estrutura do mercado de carbono se divide em mercados em conformidade com o Protocolo de Quioto (*Kyoto Compliance*) e os mercados desvinculados do Protocolo de Quioto (*Non-Kyoto Compliance*). Quanto ao tipo de crédito de carbono transaccionado, os mercados de transacção de carbono podem ser divididos entre transacções baseadas em projectos que geram créditos de carbono como as Unidades de Redução de Emissões dos projectos de Implementação Conjunta e as Reduções Certificadas de Emissões dos projectos de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo e transacções baseadas no comércio de permissão de emissões, nos quais as permissões são distribuídas com base no sistema *cap-and-trade*. O comércio de emissões no âmbito de Quioto e o comércio europeu de emissões são 2 típicos mercados fundamentados no sistema *cap-and-trade* (NAE, 2005b). Cabe frisar, uma subtil diferença entre os créditos de carbono oriundos de projectos e as permissões de emissão, pois enquanto os créditos se baseam em fluxos de poluentes (ex: toneladas/ano), as permissões se baseam em medidas discretas (ex: toneladas), logo os créditos representam um direito contínuo de emissão enquanto que as permissões representam um direito de emitir determinada quantidade de poluentes em determinado período.

O aumento exponencial do volume de transacções no mercado mundial de carbono evidencia a importância crescente do mercado. Em 2002 foram transaccionados aproximadamente 30 milhões de tCO₂e, em 2006 as transacções ultrapassaram 1mil milhão de tCO₂e com um volume financeiro de 30 mil milhões de dólares. O aumento do volume transaccionado ocorreu associado a um significativo aumento dos preços, como pode ser verificado no volume financeiro de 30 mil milhões de dólares contrastando com os preços inferiores a 5 dólares verificados em 2002. O aumento do volume transaccionado foi fortemente influenciado pela entrada em funcionamento do Comércio Europeu de Emissões, pois se até 2004 as transacções via projectos representavam quase a totalidade do mercado de carbono, em 2006 as transacções do Comércio Europeu de Emissões representaram 70% do mercado.

Segundo CARBONO BRASIL (2007c), no primeiro semestre de 2007 o volume de transacções de créditos de carbono aumentou em 45% em relação ao ano de 2006, sendo transaccionadas 1,2 mil milhões de toneladas de carbono, das quais o mercado de emissões manteve-se com aproximadamente 70% do mercado. Dois terços do volume total de créditos de carbono foram negociados no comércio de emissões da União Européia, representando um volume financeiro de 11,5 mil milhões de euros relativos a transacções de 775 milhões de toneladas de carbono. Por sua vez, o volume de transacções realizadas na esfera do MDL foi de 372 milhões de toneladas de carbono equivalendo ao montante financeiro de 4,1 mil milhões de euros. É muito importante se ressaltar o aumento exponencial do mercado secundário de RCE, pois a ausência de liquidez das RCE consistia em um importante entrave a projectos de MDL. Como ilustração, o mercado secundário dos créditos de carbono oriundos de projectos de MDL transaccionou 40 milhões de toneladas de CO₂ equivalendo a um montante financeiro de 570 milhões de euros em 2006, enquanto que apenas na primeira metade de 2007 foram transaccionadas 80 milhões de toneladas de CO₂ representando um volume financeiro de 1,3 mil milhões de euros.

A dimensão exacta do fluxo financeiro que o Brasil poderá receber devido a sua significativa participação no mercado de créditos de carbono requer uma análise mais detalhada, pois a magnitude deste fluxo dependerá do volume de créditos de carbono transaccionados no âmbito de Quioto e dos preços praticados. O dimensionamento do tamanho do mercado futuro de créditos de carbono é difícil porque é preciso se projectar as emissões futuras de GEE, as quais são resultados da interacção entre variáveis dinâmicas como o crescimento demográfico, desenvolvimento sócio-económico e evolução tecnológica. Logo, o volume de transacções de créditos de carbono é função inversa da capacidade dos países do Anexo I de reduzirem suas emissões de GEE.

Segundo NAE (2005b), as estimativas de EYCKMANS (2001) apontam um crescimento de 30,1% das emissões globais de GEE em 2010 comparadas às emissões de 1990 em um cenário de *business-as-usual*. O compromisso assumido no Protocolo de Quioto limitaria o aumento das emissões em 15,5%, entretanto, a não ratificação dos EUA faz com que o crescimento das emissões seja estimado em 25,5%. Com a hipótese

que os países do Anexo B irão reduzir 50% de suas emissões através de mecanismos domésticos, o mercado de créditos de carbono no âmbito de Quioto pode ser estimado em 880 milhões de toneladas equivalentes de CO₂ em 2010. Por sua vez, a Ecorescurities estima uma demanda no âmbito de Quioto de 1,02 mil milhões toneladas equivalentes de carbono anuais durante o primeiro período de compromisso do Protocolo de Quioto.

Diante a existência de mecanismos de flexibilização concorrentes como o comércio de emissões e a implementação conjunta, é necessária a estimação das curvas de custo marginal de abatimento para se projectar a participação que o MDL terá no mercado mundial de créditos de carbono. Conforme NAE (2005b), o estudo realizado por JOTZO E MICHAELOWA (2001) estima que a participação do MDL será de 32% da demanda de mercado. Cabe frisar, que estudos alternativos indicam uma participação em torno de 40% da demanda de mercado. Em termos de preço, as projecções indicam um preço compreendido entre 8 e 32 dólares a tonelada equivalente de carbono, sendo o preço determinado pela demanda que de facto se verificar nos próximos anos. A participação do Brasil no mercado de MDL estará entre 25 e 30% do mercado, equivalendo a uma participação de 10% do mercado de carbono. A demanda por créditos de carbono está estimada em 30 mil milhões de dólares em 2012, o que representa ao Brasil um fluxo financeiro positivo de aproximadamente 3 mil milhões de dólares.

O preço da tonelada equivalente de carbono é função inversa do risco de registro de redução de emissão por parte do comprador. Logo, os mercados de comercialização de permissões representam o limite superior do preço do carbono, pois por se tratar de uma licença de emissão apresentam risco nulo. Por sua vez, o preço do crédito de carbono de projectos é função inversa de uma série variáveis de risco, entre elas, a confiabilidade do responsável e a viabilidade do projecto, a capacidade de gestão do projecto, apoio do país hospedeiro e os custos de validação e certificação. A estrutura do contrato é fundamental na determinação do preço porque determina qual a distribuição do risco entre o empreendedor do projecto e o comprador, logo quanto mais próximo da maturação do projecto e da emissão das RCE maior será o preço do crédito de carbono. Segundo SOUZA e AZEVEDO (2006b), o preço da tonelada de carbono para projectos

não registrados, os quais o comprador assume a maior parte do risco, variou em torno de 5 dólares em 2005, enquanto que o preço da tonelada de carbono para projectos registrados, os vendedores assumem a maior parte do risco, variou em torno de 12 dólares.

De acordo com CARBONO BRASIL (2007b), o preço das RCE vem apresentando um significativo aumento no mercado secundário a partir de meados de 2007. O mercado europeu de emissões é o determinante mais importante do preço das RCE por ser o maior mercado de permissões com dimensão global e o maior demandante das RCE. O preço das RCE na Europa está seguindo o aumento repentino verificado nos Estados Unidos, onde os negociadores de carbono migraram do mercado americano para as RCE. A expectativa de liberalização do mercado de RCE a partir de 2008 tem levado os grandes emissores e os especuladores europeus a trocarem *European Union Allowances* (EUA) por RCE, considerando-se o menor preço destas. Dada esta alteração na preferência dos demandantes, o preço da RCE em relação percentual ao preço da EUA subiu de 68% no início de Julho de 2007 para 80% em meados de Agosto de 2007, sendo transaccionadas em torno de 15 euros a tonelada de carbono.

4.1.2 – Os Créditos de Carbono Sucroalcooleiros

A cana-de-açúcar possui um imenso potencial energético, logo se constitui em uma importante fonte de energia renovável passível de gerar créditos de carbono. O principal produto energético canavieiro é o álcool, o qual teoricamente teria potencial de gerar créditos de carbono. Porém, é preciso ressaltar a necessidade de adicionalidade para que um projecto seja considerado um projecto de MDL e no caso brasileiro a utilização do álcool combustível não apresenta adicionalidade, pois o álcool brasileiro é um combustível extremamente competitivo com a gasolina não estando sua viabilidade associada à venda de créditos de carbono. As estimativas apontam que apenas no caso do barril do petróleo se situar abaixo dos 24 dólares é que existiria uma barreira económica para a produção de álcool e a mesma podendo ser enquadrada dentro do MDL. Portanto, aos níveis de preço actuais do barril do petróleo seria necessário a

comprovação de adicionalidade através de outras barreiras. Por sua vez, a venda de excedentes de energia eléctrica co-gerados no sector sucroalcooleiro é um nicho de mercado passível de gerar créditos de carbono, pois a mesma ao despachar energia ao sistema eléctrico interligado estará reduzindo o despacho de usinas térmicas que utilizam combustíveis fósseis, logo reduzindo a emissão de GEE.

A adicionalidade de um projecto de MDL requer a construção de uma linha de base consistente, pois é a comparação entre o projecto e a linha de base que permite quantificar a redução de GEE e consequentemente comprovar a adicionalidade do projecto. A linha de base para projectos de bioelectricidade deve considerar a fonte primária de energia que abasteceria a rede no cenário de referência e a emissão de GEE associada a esta geração. Porém, a determinação da linha de base no sector eléctrico é complexa porque necessita do conhecimento da configuração futura do sistema. No caso brasileiro, a determinação de uma linha de base correcta para fontes renováveis de energia é ainda mais difícil devido a preponderante participação da hidroelectricidade na oferta de energia eléctrica. Desta forma, a construção de linhas de base exactas requer que a ONS forneça dados desagregados do despacho da energia eléctrica e a tendência futura da expansão da oferta de energia eléctrica. A linha de base para empreendimentos de geração de energia eléctrica por fontes renováveis será a média entre a margem operacional e a margem construtiva. Segundo NAE (2005b) existem quatro metodologias distintas para o cálculo da Margem Operacional:

- *“Margem Operacional Simples: não inclui no cálculo da linha de base as fontes de energia renováveis (hidro, geotérmica, eólica, biomassa de baixo custo, nuclear e solar) e só deve ser utilizada quando as fontes de baixo custo operacional ou de despacho obrigatório (energias renováveis, hidroelectricidade e nuclear) constituem menos de 50% da geração total da rede (não devendo portanto ser aplicada ao Brasil);*
- *Margem Operacional Simples Ajustada: é uma variação da anterior sendo que as fontes de energia são separadas em de baixo custo operacional ou de despacho obrigatório (low cost/must run) e outras;*

- *Margem Operacional obtida a partir de dados do despacho: é a metodologia mais rigorosa, mas também a mais favorável no caso brasileiro, e é a que deve ser escolhida, quando o órgão nacional responsável pelo sistema eléctrico disponibiliza os dados sobre a operação das usinas, hora a hora, ao longo de todo o ano;*
- *Margem Operacional Média: é calculada como a média da taxa de emissões de todas as usinas, incluindo a geração a partir de fontes renováveis”.*

O Comité Executivo do MDL aprovou a metodologia ACM002 no final de 2004, a qual permite que o cálculo da linha de base tenha como base apenas as usinas que não seriam despachadas caso a demanda de energia se reduzisse em 10%. No caso brasileiro, esta metodologia permite a obtenção de um elevado número de RCE porque exclui do cálculo as usinas nucleares e a grande parte das usinas hidrelétricas, as quais se situam na base da curva de carga do sistema. Porém, a adopção desta metodologia necessita que a ONS disponibilize os dados do despacho das 8760 horas do ano porque o cálculo precisa ser feito hora a hora.

Dada a impossibilidade de utilizar a metodologia margem operacional obtida a partir de dados do despacho devido à ausência de dados, o presente trabalho irá se basear margem operacional simples ajustada calculada no DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DE PROJECTO do PROJETO DE COGERAÇÃO COM BAGAÇO VALE DO ROSÁRIO (2005), o qual estimou uma margem operacional ajustada de 431 tCO₂/GWh. Esta margem é combinada com a margem Construtiva em uma média aritmética simples. Segundo NAE (2005b), a margem Construtiva é calculada a partir das últimas cinco usinas construídas, ou das últimas usinas adicionadas ao sistema que compreendem pelo menos 20% da geração actual, optando-se pelo método que resultar no maior número de usinas. O documento da Companhia Açucareira Vale do Rosário supracitado calculou uma margem construtiva de 104,5 tCO₂/GWh, logo a margem combinada utilizada no presente trabalho será de 267,7 tCO₂/GWh.

O conhecimento da margem combinada permite estimar o potencial de créditos de carbono a serem gerados pela produção de excedentes de energia eléctrica no sector sucroalcooleiro. Como fora calculado no capítulo 3, dentro dos pressupostos adoptados a co-geração sucroalcooleira irá ofertar 44,8TWh à rede em 2011 e 53,84TWh, o que credencia o sector a obter 11.992.960 créditos de carbono em 2011 e 14.412.968 créditos de carbono em 2013. Com o cenário extremamente conservador de venda dos créditos de carbono antes do registro do projecto a um preço de 5 dólares por tonelada de carbono equivalente, o sector sucroalcooleiro teria uma receita adicional de US\$ 59.964.800 em 2011 e US\$ 72.064.840 em 2013.

4.2 – A Rentabilidade da Co-Geração Sucroalcooleira e as RCE

Conforme fora discutido no capítulo 3, a opção dos agentes sucroalcooleiros pela manutenção de plantas de co-geração com reduzido nível de eficiência em detrimento a investir em plantas modernas, capazes de gerarem uma significativa quantidade de energia eléctrica excedente a ser comercializada, se baseia em uma série de entraves históricos a concretização deste imenso potencial de geração de bioelectricidade. De acordo com SOUZA e AZEVEDO (2006a), a volatilidade no preço da energia eléctrica, o facto do preço da energia eléctrica gerada no sector sucroalcooleiro ainda não internalizar inteiramente suas externalidades positivas, as incertezas do marco regulatório, o custo de oportunidade da utilização do bagaço e da palha como combustível, a falta de liquidez do mercado de carbono são obstáculos históricos a investimentos em plantas que produzam uma maior quantidade de energia eléctrica com o intuito de comercialização.

A actual estrutura do sector eléctrico brasileiro é extremamente favorável a bioelectricidade. Além do marco regulatório, o ambiente organizacional como um todo e a evolução tecnológica permitem relativizar a relevância dos tradicionais entraves supracitados, como foi discutido no capítulo 3. Por fim, cabe ressaltar que a conjuntura actual também é extremamente favorável a bioelectricidade dada a necessidade de garantir a segurança da oferta de energia eléctrica brasileira e a necessidade de mitigação do aquecimento global, na qual a utilização de fontes renováveis de energia

possui função crucial, sendo os países em vias de desenvolvimento beneficiados através de projectos de MDL. O exponencial aumento do tamanho do mercado de carbono, citado na secção anterior, mostra a importância da questão e o elevado crescimento do mercado secundário de carbono eliminou a falta de liquidez no mercado de carbonos como um entrave a geração de excedentes de energia eléctrica sucroalcooleira em maiores escala.

Contudo, a comercialização de energia eléctrica não é actividade central do sector sucroalcooleiro, o qual está acostumado com as elevadas taxas de rentabilidade dos mercados de álcool e açúcar. Desta forma, a minimização dos tradicionais entraves à co-geração sucroalcooleira pode não ser suficiente para incentivar os agentes sucroalcooleiros mais aversos ao risco a investirem na actividade de comercialização de energia eléctrica. O risco da actividade fica evidenciado no limite ténue entre a viabilidade económica ou não do investimento de acordo com a remuneração da bioelectricidade comercializada.

As RCE ao impactarem positivamente a rentabilidade do investimento se constituem em um factor que pode vir a ser decisivo na promoção de investimentos em tecnologia mais eficientes que permitam a geração de excedentes comercializáveis de energia eléctrica em larga escala por parte do sector sucroalcooleiro brasileiro. A próxima secção analisa os indicadores económicos de um projecto de investimento com as características da planta que foi adoptada como padrão no presente trabalho. Inicialmente, a análise é feita sem os créditos de carbono e em seguida será feita análises onde serão considerados os créditos de carbono. A comparação dos indicadores económicos irá permitir a mensuração do impacto que os créditos de carbono possuem na rentabilidade da co-geração sucroalcooleira brasileira.

4.3 – A Avaliação Económica da Comercialização da Bioelectricidade Sucroalcooleira

A estimativa do custo do investimento, a projecção da receita oriunda da venda de energia eléctrica, os custos, despesas financeiras, deduções estimadas, etc, ou seja, a

estimativa do fluxo de caixa¹⁵ do projecto é uma variável chave na análise da viabilidade económica de um projecto de geração de energia eléctrica por parte do investidor. Segundo FARIA (2003), a análise dos saldos dos fluxos de caixa descontados é uma das formas mais utilizadas pelos analistas de investimentos para medir o desempenho financeiro de determinado projecto.

De acordo com CORRÊA NETO e RAMON (2002), actualmente a análise dos projectos de geração de energia não se restringem a indicadores económicos. Os impactos ambientais do projecto estão sendo gradativamente internalizados na análise económica. A análise da quantificação dos impactos ambientais é por vezes bastante complexa e foge do escopo de análise deste trabalho. Porém, a emissão de GEE, que se constitui no impacto ambiental mais nocivo nos dias actuais, é perfeitamente quantificada através dos mercados de crédito de carbono. Desta forma, a análise económica em questão irá incorporar a externalidade ambiental mais relevante neste início do século XXI, a qual no caso da bioelectricidade resulta em uma receita extra através do direito a créditos de carbono devido a se tratar de uma fonte de energia renovável compatível com o intuito de redução da emissão de GEE.

Os principais indicadores da viabilidade econômica de um projecto são: a Taxa Interna de Retorno (TIR) e o Valor Presente Líquido (VPL). A seguir são apresentadas as respectivas definições dos indicadores que serão considerados na análise económica, conforme FARIA (2003) e CORRÊA NETO e RAMON (2002).

- TAXA INTERNA DE RETORNO (TIR): é a taxa de desconto que iguala a zero o somatório dos fluxos de caixa do projecto. A TIR indica se a rentabilidade do projecto excede uma mínima taxa de retorno aceitável. A TIR é um indicador percentual, o que permite a comparação entre projectos de tamanhos distintos.
- VALOR PRESENTE LÍQUIDO (VPL): é o somatório de todos os fluxos de caixa do projecto descapitalizados a uma taxa de desconto equivalente ao custo de oportunidade do capital.

¹⁵ De acordo com FARIA (2003), o Fluxo de Caixa é o saldo de uma sucessão de pagamentos e recebimentos que o caixa do projecto de uma empresa faz no decorrer do tempo.

A construção destes indicadores requer a elaboração do fluxo de caixa descontado. Por motivos de simplificação a modelagem será realizada a preços constantes, ou seja, não serão considerados os impactos da inflação durante o período de operação do projecto. Cabe frisar, que a precisão do fluxo de caixa depende da exatidão dos dados, exatidão esta que não ocorre quando se está trabalhando com estimativas. A alteração dos dados com o decorrer do tempo torna impeditiva se assumir os indicadores económicos construídos como verdades absolutas. A análise da viabilidade económica do projecto torna-se mais precisa com a construção de cenários alternativos onde as principais contas que impactam o fluxo de caixa variam. No projecto em questão, a variável com maior grau de incerteza é a remuneração da energia eléctrica sucroalcooleira. Logo, as análises apresentarão gráficos mostrando a sensibilidade da TIR a variações no preço pago pela bioelectricidade sucroalcooleira. A seguir é apresentado o modelo de fluxo de caixa adoptado:

DEMONSTRATIVO DO RESULTADO DO EXERCÍCIO – DRE

Receita proveniente da venda de energia

(-) Perdas

(-) Impostos sobre a Receita

PIS/PASEP

COFINS

(=) Receita Operacional

(-) Custos / Despesas Operacionais

Despesas fixas

Despesas variáveis

Seguro operacional

Despesas com combustível

Despesas com transporte da energia

Depreciação média

Diferimento de despesas pré-operacionais

Fiscalização da ANEEL

(=) Lucro Operacional

(-) Despesas Financeiras

Juros do(s) financiamento(s)

Remuneração do capital próprio (juros limitados à TJLP)

(+) CPMF

(=) Lucro Antes do Imposto de Renda (LAIR)

(-) Impostos sobre o LAIR

Imposto de renda

Contribuição social

Imposto de renda retido na fonte

(-) CPMF

(=) Lucro Líquido

FLUXO DE CAIXA

Lucro Líquido

(+) Depreciação média

(+) Diferimento de despesas pré-operacionais

(+) Remuneração do capital próprio (juros limitados à TJLP)

(+) Valor residual

(-) Amortização do(s) financiamento(s)

(+) Financiamento

(-) Custos de investimento

(-) Impostos na construção

(=) Fluxo de Caixa Líquido

É importante ressaltar que a contabilidade utiliza o critério do exercício e não o de caixa. Desta forma, não é possível se ter o conhecimento exacto da receita líquida efectivamente recebida e o montante preciso de custos e despesas que efectivamente saiu do caixa. Logo, existem ajustes para se passar do lucro líquido para o fluxo de caixa líquido. Contudo, por motivos de simplificação se assumirá a igualdade entre o resultado do exercício e o fluxo de caixa e não serão feitos os ajustes.

As características técnicas da usina padrão foram descritas no capítulo anterior, tal usina poderá produzir 128 GWh por ano. Para que se possa efectuar a análise da viabilidade econômica é necessária a adopção de premissas em relação as principais variáveis econômicas do projecto. As principais variáveis a serem analisadas são o custo do investimento, a remuneração da energia eléctrica sucroalcooleira e as condições de financiamento.

Os equipamentos necessários em uma planta de co-geração sucroalcooleira nos moldes da usina padrão são ofertados pela indústria de bens de capital brasileira, logo os investimentos do sector sucroalcooleiro em tecnologias mais eficientes de co-geração não irão impactar o balanço de pagamentos brasileiro. Segundo FERREIRA (2007), o custo do investimento em uma planta de co-geração com as características da usina padrão está em aproximadamente R\$3.000,00 por KW instalado. Portanto, a construção de uma planta de co-geração com potência instalada de 36 MW, dos quais 30 MW é a potência excedente a ser comercializada, representa um investimento no montante financeiro de R\$ 108.000.000,00.

Com base na evolução de preços da termoelectricidade nos leilões de energia nova e no resultado do primeiro leilão de energia renovável realizado em Junho de 2007, será adoptada a estimativa de R\$150,00/MWh para a bioelectricidade sucroalcooleira. Porém, o preço da bioelectricidade apresenta uma grande incerteza associada por ser dependente do aumento da demanda que irá se verificar nos próximos anos e como a expansão da oferta irá responder a elevação prevista para a demanda. Devido a tal incerteza, irá se adoptar um intervalo de variação de +/- 25% a partir do qual se construirá o gráfico da TIR em função do preço da bioelectricidade sucroalcooleira.

No que se refere ao financiamento do investimento, irá se adoptar a premissa de 50% do investimento financiado com capitais próprios e 50% com capital de terceiros através de uma linha de financiamento do BNDES, a qual será amortizada em dez anos. De acordo com FAVERET (2007), a linha de crédito para investimentos em projectos de co-geração no sector sucroalcooleiro tem como custo o somatório do custo financeiro com a remuneração do BNDES mais a taxa de risco de crédito, no caso do financiamento ser obtido directamente junto ao BNDES. O custo financiamento é dado pela TJLP¹⁶, a qual estava em 6,25% em Setembro de 2007. A remuneração do BNDES para investimentos em bioelectricidade é de 1%. Por fim, a taxa de risco de crédito assumida é de 0,8%, admitindo-se que será prestada a fiança bancária. Desta forma, a taxa de juros do financiamento será de 8,05%.

A taxa de câmbio considerada será R\$ 2,00 por dólar e R\$ 2,70 por euro. Quanto à taxa de desconto, será adoptada a taxa de 12% com base na taxa utilizada em outros trabalhos do sector, como por exemplo CORRÊA e RAMON (2002). Por fim, será admitido o custo de 200.000 dólares em investimentos para a comercialização dos créditos de carbono nos cenários onde os mesmos sejam transaccionados.

Uma importante ressalva precisa ser feita em relação ao Protocolo de Quioto, a primeira fase do Protocolo de Quioto abrange apenas os quatro primeiros anos da vida

¹⁶ A Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP) é definida como o custo básico dos financiamentos concedidos pelo BNDES.

útil do investimento em questão. Desta forma, é necessário se assumir algum pressuposto em relação ao segundo período do Protocolo de Quioto e os anos subsequentes. Embora exista muita expectativa sobre a adesão dos EUA e de outros países que não estão participando da primeira fase do acordo, os quais exigem a participação de países em vias de desenvolvimento como China e Índia para assumirem compromissos de redução da emissão de gases do efeito estufa, e as metas possam vir a se tornar mais ambiciosas, irá se adotar o pressuposto que a segunda fase do Protocolo de Quioto e os anos subsequentes terão bases e participantes idênticos a primeira fase do Protocolo de Quioto.

A modelagem construída inclui quatro cenários distintos:

- Comercialização de excedentes de energia eléctrica sem a comercialização dos créditos de carbono;
- Comercialização de excedentes de energia eléctrica com a comercialização dos créditos de carbono antes do registro do projecto no Comitê Executivo do MDL ao preço de 5 euros por RCE;
- Comercialização de excedentes de energia eléctrica e comercialização dos créditos de carbono ao preço de 15 euros por RCE ao longo da vida do projecto;
- Comercialização de excedentes de energia eléctrica e comercialização dos créditos de carbono ao preço de 25 euros por RCE ao longo da vida do projecto.

Cabe frisar, que em todos os cenários foram calculados a TIR e do VPL em função da remuneração da energia eléctrica sucroalcooleira, a qual irá variar no intervalo entre R\$112,5 e R\$187,5 com o valor central de R\$150,00. O tempo de vida útil dos projectos considerado é de 25 anos. As tabelas a seguir mostram os resultados das estimativas dos indicadores econômicos dos projetos:

Tabela 7 – TIR nos Diferentes Cenários

	Tarifa R\$112,5	Tarifa R\$150,00	Tarifa R\$187,5
Sem Créditos de Carbono	2,04%	5,85%	9,10%
Créditos de Carbono a 5 euros	2,76%	6,83%	10,34%
Créditos de Carbono a 15 euros	3,25%	6,90%	9,96%
Créditos de Carbono a 25 euros	4,10%	7,58%	10,55%

Fonte: Elaboração Própria.

Tabela 8 – VPL nos Diferentes Cenários

	Tarifa a R\$112,5	Tarifa a R\$150,00	Tarifa a R\$187,5
Sem Créditos de Carbono	(R\$68.549.423,52)	(R\$43.380.247,96)	(R\$20.873.980,94)
Créditos de Carbono a 5 euros	(R\$58.607.994,95)	(R\$33.438.813,39)	(R\$10.932.552,37)
Créditos de Carbono a 15 euros	(R\$60.923.099,48)	(R\$36.264.875,54)	(R\$14.817.120,26)
Créditos de Carbono a 25 euros	(R\$55.102.298,96)	(R\$31.553.024,24)	(R\$10.541.147,91)

Fonte: Elaboração Própria.

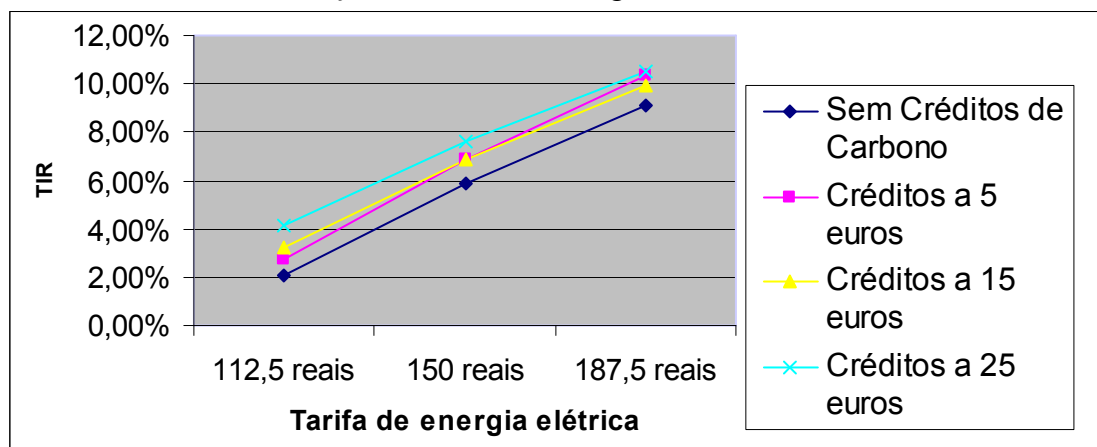
A análise dos indicadores económicos apresentados podem induzir a conclusão precipitada que não faz sentido se estudar o impacto dos créditos de carbono na rentabilidade da co-geração sucroalcooleira porque independente dos créditos de carbono os investimentos em plantas de co-geração mais eficientes são inviáveis economicamente. Contudo, é necessário se considerar que existem diferentes tecnologias de co-geração sucroalcooleira, as quais possuem distintas capacidades de geração de excedentes comercializáveis de energia elétrica e com os respectivos custos de investimentos apresentando grandes variações. De acordo com CORRÊA e RAMON (2002), o custo de uma planta com a tecnologia do ciclo tradicional de contrapressão modificado para geração máxima de excedentes de energia eléctrica é equivalente a 30% do custo de uma planta de extra-condensação de alta tecnologia. Por outro lado, FERREIRA (2007) afirma que as tecnologias mais modernas baseadas na gaseificação da biomassa ainda não estão disponíveis comercialmente devido aos seus elevados custos. Logo, a tecnologia considerada neste trabalho é uma tecnologia intermediária e

que já vem sendo empregada em novas plantas construídas no sector e podem se tornar viáveis economicamente de acordo com a forma de financiamento adoptada e as premissas da modelagem.

É importante ressaltar que as duas fontes de receita da planta de co-geração sucroalcooleira possuem tendência ascendente. A remuneração da energia eléctrica sucroalcooleira tende a se elevar por causa do constante aumento de demanda por energia eléctrica projectado para os próximos anos como consequência do crescimento económico estimado. No que se refere aos créditos de carbono, as RCE podem sofrer uma forte valorização caso os EUA participem das próximas fases do Protocolo de Quioto ou assumam algum compromisso de redução da emissão de GEE e se estabeleça metas de redução para países em via de desenvolvimento. Ao mesmo tempo, os bens de capital necessários em uma planta de co-geração apresentam custos descendentes nos últimos anos, e tal tendência permanecerá nos próximos anos. Portanto, tecnologias que anteriormente eram inviáveis economicamente já são viáveis e outras que ainda são inviáveis se tornarão viáveis num futuro próximo com o aumento das receitas e a redução dos custos de investimento.

Como fora referido anteriormente, a análise do investimento assume premissas que são estáticas representando apenas uma “fotografia” da realidade. Dada a variedade de tecnologias e a possibilidade de evolução positiva das principais variáveis da modelagem, é preciso se ter em mente que o objectivo do presente do trabalho não é chegar a conclusão se os investimentos em tecnologias mais eficientes de co-geração sucroalcooleira são viáveis ou não, até porque os investimentos realizados por parte dos empresários do sector comprovam a viabilidade do empreendimento. O objectivo da modelagem é mostrar o impacto que os créditos de carbono possuem na rentabilidade do investimento e este objectivo é facilmente comprovado ao se observar que os créditos de carbono podem gerar uma receita de 10% do custo do investimento. O gráfico a seguir mostra o deslocamento das rectas de rentabilidade causada pela receita advinda dos créditos de carbono:

Gráfico 21 – TIR em Função da Tarifa de Energia Eléctrica



Fonte: Elaboração Própria.

5 – CONCLUSÃO

O desenvolvimento capitalista dos últimos duzentos e cinquenta anos se baseou em uma matriz energética fóssil. Este desenvolvimento excluiu os países do Sul. Tal segmentação permitiu que as economias dos países desenvolvidos crescessem sem terem restrições de oferta de energia porque a energia demandada pelo crescimento destas economias era suprida de forma adequada pela expansão da oferta. Os períodos de desequilíbrios no sector energético se deveram a factores geopolíticos e não a questões estruturais. Por outro lado, esta segmentação resultou em uma grande desigualdade no consumo energético *per-capita* entre os países do Norte e do Sul, e de forma mais genérica em enormes desigualdades sócio-económicas dada a relação estreita entre consumo energético e desenvolvimento sócio-económico.

Contudo, actualmente verifica-se o “despertar” de economias de países em vias de desenvolvimento que dado às suas dimensões e o ainda reduzido consumo *per-capita* de energia nestes países resultam em um exponencial aumento do consumo actual de energia e do consumo estimado para as próximas décadas. A redistribuição de forma mais igualitária do consumo mundial de energia por si só já gera incertezas referentes à segurança energética mundial. Entretanto, o aumento exponencial do consumo mundial de energia ocorre em um momento que não existem dúvidas que o desenvolvimento sócio-económico verificado nos países desenvolvidos a partir da Revolução Industrial é o grande responsável pelas alterações climáticas actuais e que providências devem ser adoptadas de forma imediata para que se garanta o desenvolvimento sustentável das próximas gerações. As medidas a serem adoptadas para mitigar o aquecimento global irão restringir a expansão da oferta de energia aumentando as incertezas referentes a segurança energética mundial.

A compatibilização entre expansão da oferta de energia e mitigação do aquecimento global é extremamente complexa e é reduzido o número de instrumentos capazes de impactar positivamente os dois objectivos supracitados. O aumento da eficiência energética ao reduzir a demanda de recursos energéticos primários é o único instrumento capaz de atender de forma simultânea aos objectivos de segurança do

suprimento, sustentabilidade ambiental e competitividade da energia. A elevação da participação das fontes renováveis de energia é o outro instrumento fundamental na equalização do conflito entre segurança da oferta e combate ao aquecimento global, entretanto, o aumento da participação das fontes renováveis de energia em muitos casos se atrita com a necessidade de se ofertar o insumo energia a preços competitivos.

Um grande empecilho a adopção de políticas alternativas de energia compatíveis com a mitigação do aquecimento global são o seu maior custo comparado às fontes de energia fósseis, este diferencial de custo é incompatível com o objectivo dos países do Sul de desenvolvimento económico e consequente redução da pobreza. Cabe reforçar a posição que não é correcto impedir que os países do Sul promovam o seu desenvolvimento sócio-económico utilizando-se de suas reservas de insumos energéticos fósseis quando as alterações climáticas actuais são responsabilidade dos países do Norte, os quais permanecerão com padrões de consumo de energia muito superiores aos padrões de consumo dos países do Sul. Desta forma, a mudança do clima, um problema de dimensão global, deve ser combatido dentro do princípio das responsabilidades comuns, porém diferenciadas, princípio este que foi adoptado pela CQNUMC.

A resposta institucional às alterações climáticas ao considerar o princípio das responsabilidades comuns, porém diferenciadas, além de estabelecer metas de redução exclusivas aos países do Anexo I, possibilita oportunidades de promoção de desenvolvimento sustentável aos países em vias de desenvolvimento. Os projectos de MDL permitem os países do Anexo I cumprirem suas metas de redução com um menor custo de abatimento e transfere recursos financeiros e tecnologia para os países em vias de desenvolvimento promovendo o desenvolvimento sustentável destes países.

Embora possua uma matriz energética privilegiada, dado seu carácter “limpo”, e não tenha metas a cumprir no âmbito do Protocolo de Quioto, o Brasil deve explorar de forma adequada suas potencialidades naturais para a geração de energia porque a promoção de fontes renováveis de energia além de assegurar a segurança energética brasileira pode atrair recursos financeiros e tecnologia através de projectos de MDL.

Dentre as fontes renováveis de energia tradicionalmente utilizadas no Brasil, a utilização de álcool como combustível é uma referência mundial. Porém, por se tratar de um produto competitivo não é passível da obtenção de RCE. Contudo, o sector sucroalcooleiro brasileiro apresenta um imenso potencial de geração de electricidade ainda não explorado.

A electricidade gerada a partir da biomassa da cana-de-açúcar é compatível com os objectivos de mitigação das alterações climáticas e garantia da segurança do suprimento, por se tratar de uma fonte renovável de energia complementar a geração hídrica e fonte de geração distribuída. A opção histórica dos agentes do sector sucroalcooleiro por tecnologias de baixa eficiência devido ao objectivo de maximizar a queima do bagaço apresenta-se inadequada ao cenário actual, no qual a promoção de investimentos em plantas de co-geração mais eficientes nas usinas sucroalcooleiras é a escolha mais racional por se adequar aos objectivos principais da política energética actual a nível global.

O presente trabalho mostrou como os tradicionais entraves a investimentos em tecnologias mais eficientes não se constituem mais em empecilhos a realização dos investimentos. Porém, um grande número de agentes do sector sucroalcooleiro continuam com uma atitude conservadora, para a qual os riscos inerentes a investir em uma actividade onde a remuneração do produto energia eléctrica não reflecte as externalidades positivas geradas pela mesma.

As RCE podem funcionar como uma remuneração prêmio à bioelectricidade sucroalcooleira pelas suas externalidades ambientais positivas incentivando os agentes do sector a efectuarem investimentos em plantas de co-geração capazes de gerarem maiores quantidades de energia eléctrica excedente. O impacto das RCE na rentabilidade da co-geração sucroalcooleira foi comprovado no capítulo 4, no qual o gráfico 21 mostrou com clareza o deslocamento da curva de rentabilidade com a comercialização das RCE.

6 – REFERÊNCIAS

CARBONO BRASIL (a). *Mercado de carbono triplica em 2006*. Disponível em <<http://www.carbonobrasil.com/news.htm?id=169657§ion=7>>. Acesso em 15/05/2007a.

CARBONO BRASIL (b). *Preço das RCEs aumenta com a demanda na Europa*. Disponível em <<http://www.carbonobrasil.com/news.htm?id=245919§ion=7>>. Acesso em 25/8/2007b.

CARBONO BRASIL (c). *Negociações de créditos de carbono crescem 45%*. Disponível em < <http://www.carbonobrasil.com/news.htm?id=239716§ion=7>>. Acesso em 20/8/2007c.

CASTRO, N. *Gastos da União com o Ensino Superior no Brasil: 1970-1990*. Rio de Janeiro. Instituto de Economia – UFRJ. Tese de Mestrado, 1984.

CASTRO, N; FRANCESCUTTI, F. *Algumas considerações sobre as transformações recentes do Setor de Energia Elétrica no Brasil*. In: III Encontro de Economistas de Língua Portuguesa, Macau: Junho 1998.

COMITÊ EXECUTIVO DO MDL. *Documento de Concepção de Projecto de Co-geração com Bagaço Vale do Rosário*. 2005.

CONVENÇÃO QUADRO SOBRE MUDANÇA DO CLIMA. *Protocolo de Quioto*. Quioto, 1997. Disponível em <http://www.mct.gov.br/upd_blob/12425.pdf>. Acesso em 15/03/2007.

CONVENÇÃO QUADRO SOBRE MUDANÇA DO CLIMA. *Relatório da Conferência das Partes sobre sua Sétima Sessão, Realizada em Marraqueche de 29 de Outubro a 10 de Novembro de 2001*. Vol.1, Brasília, 2002.

CORRÊA NETO, V; RAMON, D. *Análise de Opções Tecnológicas para Projetos de Co-geração no Setor Sucroalcooleiro*. Setap. Brasília, 2002.

COSTA, P. *Resposta Político-Econômica às Mudanças Climáticas: Origem, Situação Atual e Incertezas do Mercado de Créditos de Carbono*. Dissertação de Mestrado. Escola de Administração/Universidade Federal da Bahia. Salvador, 2004.

COSTA, C. *Políticas de Promoção de Fontes Novas e Renováveis para Geração de Energia Elétrica: Lições da Experiência Européia para o Caso Brasileiro*. Tese de Doutorado. COPPE/Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2006.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. *Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006/2015*. Brasília, 2006.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. *International Energy Outlook 2006*. EIA. Washington, 2006.

Disponível em <<http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/world.html>>. Acesso em 27/02/2007.

FARIA, R. *Mercado Financeiro: Instrumentos e Operações*. Pearson. São Paulo, 2003.

FAVERET, P. *Linha de Financiamento do BNDES ao sector sucroalcooleiro*. Entrevista concedida a Guilherme de Azevedo Dantas em 06/09/2007.

FERREIRA, J. *Custos de Plantas de Co-Geração Sucroalcooleiras*. Entrevista concedida à Guilherme de Azevedo Dantas em 04/09/2007.

FILHO, J. *Matriz Energética Brasileira: Da Crise à Grande Esperança*. Mauad. Rio de Janeiro, 2003.

FILHO, A. *O Papel da C E T na Evolução da Cultura da Cana de Açúcar no Brasil*. In: Um balanço de 30 anos do Proálcool. Campinas, 2005.

GOLDMAN, F. *Geração Distribuída*. Entrevista concedida à Guilherme de Azevedo Dantas em 16/04/2007.

IEL; SEBRAE. *O Novo Ciclo da Cana: Estudo sobre a Competitividade do Sistema Agroindustrial da Cana-de-Açúcar e Prospecção de Novos Empreendimentos*. Brasília, 2005.

INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA. *Setor Sucroalcooleiro: do Proálcool à atualidade*. In: Bioeletricidade: A Segunda Revolução Energética da Cana de Açúcar – INEE; BNDES. Rio de Janeiro, 2005.

INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA. Disponível em <http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp>. Acesso em 16/4/2007.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *World Outlook 2006*. IEA. Paris, 2006.

JAFFE, A. *A Crescente Demanda dos Países em Desenvolvimento por Petróleo e Gás Natural*. Perspectivas Económicas/Revista Eletrônica do Departamento de Estado dos EUA, Vol.9, N.º2, Maio de 2004. Disponível em <<http://usinfo.state.gov/journals/ites/0504/ijep/jaffe.htm#top>>. Acesso em 01/03/2007.

LOVELOCK, J. A Vingança de Gaia. Folha de São Paulo, 22 de Janeiro de 2006. Disponível em <<http://www1.folha.uol.com.br/fsp/ciencia/fe2201200601.htm>>. Acesso em 08/03/2007.

MACEDO, I (Org.). *A Energia da Cana de Açúcar*. ÚNICA. São Paulo, 2005.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. *Diretrizes de Política de Agroenergia 2006-2011*. Brasília-DF, 2005.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. *Balanço Energético Nacional 2005*. Brasília-DF, 2006.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. *Resenha Energética Brasileira do Exercício 2006 (preliminar)*. Brasília-DF, 2007.

NÚCLEO DE ASSUNTOS ESTRATÉGICOS DA PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. *Mudança do Clima: Negociações internacionais sobre a mudança do clima/ Vulnerabilidade, impactos e adaptação à mudança do clima*. Vol.I, Brasília-DF, 2005a.

NÚCLEO DE ASSUNTOS ESTRATÉGICOS DA PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. *Mudança do Clima: Mercado de Carbono*. Vol.II, Brasília-DF, 2005b.

PAINEL INTERGOVERNAMENTAL SOBRE A MUDANÇA DO CLIMA (IPCC). *Sumário para os Formuladores de Política – Terceiro Relatório de Avaliação*. Shanghai, 2001.

PAINEL INTERGOVERNAMENTAL SOBRE A MUDANÇA DO CLIMA (IPCC). *Sumário para os Formuladores de Política – Quarto Relatório de Avaliação do Grupo de Trabalho I do IPCC*. Paris, 2007.

Disponível em <http://www.mct.gov.br/upd_blob/12413.pdf>. Acesso em 03/03/2007.

PARRA, J. *O Papel da C E T na Evolução da Cultura da Cana de Açúcar no Brasil*. In: Um balanço de 30 anos do Proálcool. Campinas, 2005.

RIBEIRO, J. *Geração de Energia Elétrica Excedente em Usinas de Açúcar e Álcool: Projeto Típico e Potencial Nacional – Considerações Económicas e Financeiras*. In: Bioeletricidade: A Segunda Revolução Energética da Cana de Açúcar – INEE; BNDES. Rio de Janeiro, 2005.

ROCHA, M. *Aquecimento Global e o Mercado de Carbono: Uma Aplicação do Modelo CERT*. Tese de Doutorado. ESALQ/Universidade de São Paulo. Piracicaba/Estado de São Paulo, 2003.

RODRIGUES, A. *Etanol Combustível: Balanço e Perspectivas*. In: Um balanço de 30 anos do Proálcool. Campinas, 2005.

SANTOS, R. *Análise dos Vínculos entre os Certificados Verdes e o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo – A Perspectiva de Aplicação de Certificados Verdes no Brasil*. Dissertação de Mestrado. COPPE/Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2005.

SILVETRIN, C. *Inserção da Bioeletricidade na Matriz Energética*. In: Bioeletricidade: A Segunda Revolução Energética da Cana de Açúcar – INEE; BNDES. Rio de Janeiro, 2005.

SOUZA, Z. *Geração de Energia Elétrica Excedente no Setor Sucroalcooleiro*. Tese de Doutorado. Departamento de Engenharia de Produção/Universidade Federal de São Carlos. São Carlos, 2003.

SOUZA, P. *Metodologias de Monitoramento de Projetos de MDL: Uma Análise Estrutural e Funcional*. Dissertação de Mestrado. COPPE/Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2005.

SOUZA, Z; AZEVEDO, P. *Energia Elétrica Excedente no Setor Sucroalcooleiro: um estudo a partir de usinas paulistas*. Revista de Economia e Sociologia Rural. Brasília-DF, 2006a.

SOUZA, Z; AZEVEDO, P. *Protocolo de Kyoto e Co-Geração no Meio Rural: Configuração Institucional e Organizacional e Perspectivas*. AGRENER GD 2006. Campinas, 2006b.

TETTI, L. *Perspectivas dos Mercados Tradicionais dos Produtos da Cana-de-Açúcar*. In: Bioeletricidade: A Segunda Revolução Energética da Cana de Açúcar – INEE; BNDES. Rio de Janeiro, 2005.

WALTER, A. *Geração Distribuída – Visão Económica*. In: Fórum Permanente de Energia e Ambiente – UNICAMP. Campinas, 2006.

WAINSTOK, R. *Comercialização de Energia: Bioeletricidade e Vantagens da Associação*. In: Bioeletricidade: A Segunda Revolução Energética da Cana de Açúcar – INEE; BNDES. Rio de Janeiro, 2005.

